

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Учреждение образования
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Электрооборудование сельскохозяйственных
предприятий»

Е. П. Забелло, В. Г. Булах, А. С. Качалко

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

*Рекомендовано Учебно-методическим объединением по аграрному
техническому образованию в качестве практикума для студентов
учреждений высшего образования по специальности
1-74 06 05 Энергетическое обеспечение сельского хозяйства
(по направлениям)*

Минск
БГАТУ
2016

УДК 621.3
ББК 31.28
3-14

Рецензенты:

кафедра «Автоматизация производственных процессов и электротехника» УО «Белорусский государственный технологический университет» (заведующий кафедрой *Д. С. Карпович*);
заведующий кафедрой «Электрические системы» УО «Белорусский национальный технический университет» доктор технических наук, профессор *М. И. Фурсанов*

Забелло, Е. П.
3-14 Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов : практикум / Е. П. Забелло, В. Г. Булах, А. С. Качалко. – Минск : БГАТУ, 2016. – 160 с.
ISBN 978-985-519-803-2.

Содержит методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов».

Для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальностям: 1-74 06 05 Энергетическое обеспечение сельского хозяйства (по направлениям), 1-53 01 01-09 Автоматизация технологических процессов и производств (сельское хозяйство).

УДК 621.3
ББК 31.28

ISBN 978-985-519-803-2

© БГАТУ, 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Практическое занятие № 1 Организация многоуровневого автоматизированного энергоучета, архитектура АСКУЭ	5
Практическое занятие № 2 Технические средства учета электрической энергии.....	15
Практическое занятие № 3 Программное обеспечение АСКУЭ.....	32
Практическое занятие № 4 Изучение построения информационно-измерительной системы с передачей данных по беспроводным каналам связи (радиоканал, PLC-связь, GSM-связь).....	52
Практическое занятие № 5 Автоматизированная система учета электрической энергии в бытовом секторе «АСКУЭ-быт».....	75
Практическое занятие № 6 Автоматизированная система учета электрической энергии на предприятиях «АСКУЭ-пром».....	91
Практическое занятие № 7 Тарифы и тарифные системы как способ косвенного управления электрическими нагрузками	111
Практическое занятие № 8 Метрология электронных электросчетчиков	134
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	158

ВВЕДЕНИЕ

Целью автоматизации приборного учета электроэнергии в Республике Беларусь является определение в условиях дальнейшего развития рыночных отношений для всех субъектов объединенной энергосистемы Беларуси и потребителей ее энергии основных направлений и принципов организации учета электроэнергии как высоколиквидного товара, обладающего высокой потребительской и постоянно растущей индивидуальной стоимостями.

Исторически сложившийся в условиях государственной плановой экономики и монопольной энергосистемы разрозненный локальный учет электроэнергии на базе индукционных электросчетчиков не удовлетворяет требованиям новых экономических отношений, не позволяет эффективно контролировать прохождение энергии как товара по всему ее технологическому циклу, оперативно решать задачи составления балансов по электроэнергии и мощности для выявления потерь по всем объектам и субъектам энергосистемы, обеспечивать оперативные расчеты и платежи за потребленную энергию и мощность, оптимизировать и прогнозировать энергопотребление, эффективно управлять режимами энергопотребления. Поэтому прежний учет подлежит поэтапной модернизации и замене новыми структурами и средствами учета, основанными на достижениях современной электронной техники и глобальном использовании принципов автоматизации энергоучета.

Многообразие предлагаемых на рынке республики приборов разнородных средств учета электрической энергии требует выработки единой государственной политики по отбору и применению тех или иных средств с целью эффективного и полного решения задач учета в сбалансированных интересах всех субъектов энергосистемы, потребителей и субъектов развивающегося рынка электроэнергии. Энергосистема Беларуси взаимодействует с энергосистемами соседних государств, покупая и продавая электроэнергию, и поэтому развитие учета внутри энергосистемы и ее субъектов должно соответствовать признанным современным международным нормам и правилам.

Практическое занятие № 1

ОРГАНИЗАЦИЯ МНОГОУРОВНЕВОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ЭНЕРГОУЧЕТА, АРХИТЕКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (АСКУЭ)

1.1. Цель занятия

1. Изучить структурную схему и классификацию систем АСКУЭ.
2. Изучить варианты организации и построения систем АСКУЭ.

1.2. Программа занятия

1. Рассмотреть структурную схему и классификацию систем АСКУЭ.
2. Рассмотреть варианты организации и построения систем АСКУЭ.

1.3. Методические указания

1.3.1. Основные определения, структурная схема и классификация систем АСКУЭ

Автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ) – система электронных программно-технических средств для автоматизированного, в реальном масштабе времени дистанционного измерения, сбора, передачи, обработки, отображения и документирования процесса выработки, передачи или потребления энергоресурсов по заданному множеству пространственно распределенных точек их измерения, принадлежащих энергообъектам субъекта энергосистемы или потребителя.

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) – микропроцессорное устройство (контроллер) для запроса и приема данных измерения и учета от группы электросчетчиков по цифровым или иным интерфейсам, обработки полученных данных, передачи их в канал связи на верхний уровень АСКУЭ, а также обратной передачи в электросчетчики служебных данных.

Средства учета электроэнергии – технические средства, к которым относятся измерительные трансформаторы тока и напряже-

ния, электросчетчики и специализированные системы учета (контроллеры).

Индукционный счетчик – счетчик с электромеханическим принципом измерения и отображения значений данных измерения.

Электронный счетчик – счетчик для измерения количества и/или качества электроэнергии и мощности с электронными схемами измерения и отображения данных измерения.

По способу применения различают АСКУЭ трех типов:

- АСКУЭ широкого применения, разрабатываемые для серийного производства в виде законченных изделий;

- АСКУЭ узкого применения, разрабатываемые для единичного или повторяющегося мелкими партиями изготовления;

- АСКУЭ целевого применения, проектируемые для определенных объектов (групп однородных объектов) и создающиеся как законченное изделие непосредственно на объекте эксплуатации путем комплектации из компонентов серийного или единичного изготовления и соответствующего монтажа и наладки, осуществляемых в соответствии с проектной документацией.

По принципу организации существующие АСКУЭ разделяют на три типа: локальные, региональные и национальные.

Локальная АСКУЭ содержит:

- счетчики электрической энергии (ЭЭ) и мощности;

- устройство сбора и передачи данных УСПД (телесумматоры, мультиплексоры, концентраторы и т. п.);

- сервер опроса УСПД и сервер базы данных (БД), представляющие собой ЭВМ, соединенную с УСПД или счетчиками ЭЭ.

На ЭВМ устанавливается специализированное программное обеспечение (ПО), способное принимать данные от УСПД и сохранять их в базе данных;

- рабочие места технологов или энергетиков – ЭВМ, подключенные к локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия, в которых находятся сервер опроса УСПД и сервер БД. Сервер опроса УСПД и сервер БД образуют узел локальной АСКУЭ. Возможна также организация удаленных рабочих мест.

В тех случаях, когда необходимо организовать сбор и обработку данных от нескольких локальных АСКУЭ, создается *региональная АСКУЭ*, представляющая собой многоуровневую систему. Верхние

уровни этой системы образованы узлами, соединенными между собой линиями связи, содержащими соответствующую каналобразующую аппаратуру. К нижнему уровню относятся локальные АСКУЭ, от которых поступает информация о потреблении ЭЭ.

Национальная АСКУЭ строится на тех же принципах, что и районная АСКУЭ, но охватывает территорию всего государства.

По способу опроса счетчиков ЭЭ АСКУЭ разделяют на сильносвязные и слабосвязные системы.

В *сильносвязных (синхронных) системах* опрос счетчиков выполняется циклически с заданной частотой (обычно один раз за 1 или 3 мин). Такой принцип опроса характерен для АСКУЭ, содержащей счетчики ЭЭ с числоимпульсным выходом без запоминания информации.

Слабосвязные (асинхронные) системы строятся на базе счетчиков ЭЭ с цифровым интерфейсом и возможностью хранения данных в них. Опрос счетчиков может осуществляться как циклически, так и по инициативе счетчиков или УСПД.

Сложные многоуровневые АСКУЭ могут содержать как сильносвязные, так и слабосвязные подсистемы, т. е. являются комбинированными.

По функциональному назначению различают АСКУЭ для коммерческого и технического учета ЭЭ. Многофункциональные АСКУЭ осуществляют оба вида учета одновременно.

В свою очередь, АСКУЭ разделяют на активные и пассивные. Пассивные АСКУЭ ориентированы на выписку квитанций об оплате ЭЭ и не имеют возможности оперативного управления режимами энергопотребления. Активные АСКУЭ решают эту задачу.

Активные АСКУЭ разделяют на АСКУЭ с автономным (распределенным) и централизованным управлением. В системах с распределенным управлением данные учета ЭЭ собираются в филиале «Энергосбыт» РУП-облэнерго посредством считывания-программирования электронных карт-ключей, устанавливаемых в счетчики ЭЭ и имеющих возможность коммутации нагрузки, во время оплаты абонентом потребленной ЭЭ. В централизованных АСКУЭ имеется возможность непосредственного управления режимами энергопотребления из «Энергосбыта» по типу каналов связи. Централизованные АСКУЭ разделяют на системы с постоянной и контрольной

связями. В первых из них канал связи функционирует постоянно, во-вторых – только во время контроля потребленной ЭЭ.

На рис. 1 приведена типовая структурная схема цифровой АСКУЭ, где на нижнем уровне показаны цифровые измерительные каналы, по которым от электронных счетчиков информация передается в УСПД, а из УСПД – в персональный компьютер (ПК).



Рис. 1. Структурная схема АСКУЭ

1.3.2. Варианты организации и построения АСКУЭ на примере систем учета электроэнергии

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт (рис. 2).



Рис. 2. Организация опроса счетчиков через оптический порт

Это наиболее простой вариант организации АСКУЭ. Счетчики не объединены между собой. Между счетчиками и центром сбора данных нет связи. Все счетчики опрашиваются последовательно при обходе счетчиков оператором. Опрос производится через оптический порт при помощи размещенной на переносном компьютере программы, которая формирует файл результатов опроса. На компьютере центра сбора данных необходимы программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков со временем переносного компьютера происходит в процессе опроса. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Для максимальной экономии средств на создание АСКУЭ в этом варианте роль центра сбора данных можно возложить на переносной компьютер. Недостатками данного способа организации АСКУЭ является большая трудоемкость сбора данных со счетчиков и невозможность использования в системе дешевых индукционных или электронных счетчиков с импульсным выходом.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков через оптический порт позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- диагностика счетчиков;
- поддержание единого системного времени.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем.

Счетчики, объединенные общей шиной RS-485, или по интерфейсу «токовая петля» на мультиплексор (типа МПР-16), или УСПД, могут располагаться в различных распределительных устройствах и опрашиваться один или несколько раз в месяц с помощью программы, размещенной на переносном компьютере, которая формирует файл результатов опроса.

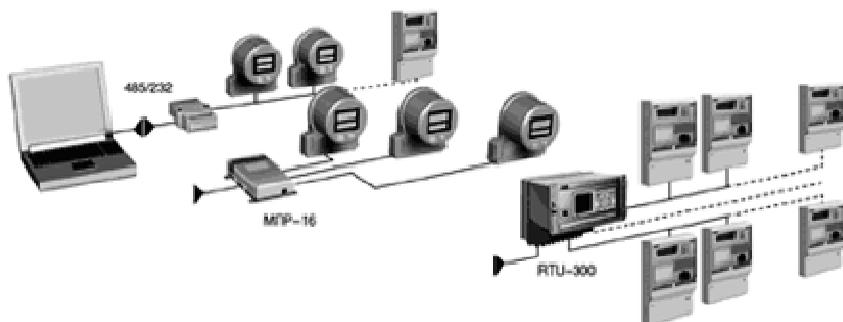


Рис. 3. Организация опроса счетчиков персональным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем

Между счетчиками и центром сбора данных нет постоянной связи. УСПД выполняет роль коммуникационного сервера. Компьютере центра сбора данных должны содержать программные модули, формирующие файл-задание на опрос и загружающие информацию в основную БД. Синхронизация времени счетчиков со временем переносного компьютера происходит в процессе опроса. Синхронизация времени переносного компьютера со временем центра сбора данных производится в момент приема файлов заданий на опрос счетчиков. Выделенный компьютер для центра сбора данных в этом варианте также может отсутствовать, его роль может выполнять переносной компьютер.

Организация АСКУЭ с проведением опроса счетчиков переносным компьютером через преобразователь интерфейсов, мультиплексор или модем позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;

- коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- диагностика счетчиков;
- поддержание единого системного времени.

Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных.

Счетчики постоянно связаны с центром сбора данных прямыми каналами связи и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса (рис. 4).

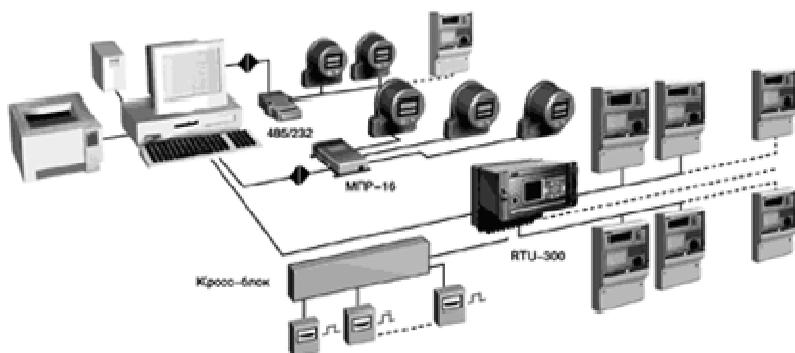


Рис. 4. Организация автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных

Первичная информация со счетчиков записывается в БД. Синхронизация времени счетчиков происходит в процессе опроса со временем компьютера центра сбора данных. В качестве компьютера центра сбора данных используется локальная ПЭВМ. На ней же происходит обработка данных и ведение БД. В зависимости от

количества пользователей, количества счетчиков и интервалов их профиля, квалификации пользователей, сложности математической обработки и т. д. локальная БД может функционировать либо под MS Access, либо под СУБД ORACLE8.X. Сбор данных в БД происходит периодически с заданными интервалами.

Организация АСКУЭ с проведением автоматического опроса счетчиков локальным центром сбора и обработки данных позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- контроль энергопотребления и параметров качества электроэнергии (ПКЭ) по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5 минут, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии и контролю ПКЭ;
- фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов;
- сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризация коммуникаций и характеристик опроса;
- диагностика системы;
- поддержание единого системного времени.

Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы.

Основная часть счетчиков постоянно связана с центрами сбора данных первого уровня прямыми каналами связи и опрашивается в соответствии с заданным расписанием опроса, как в третьем способе организации АСКУЭ. Между некоторыми счетчиками и центром сбора данных первого уровня может не быть постоянной связи,

они могут опрашиваться с помощью переносного компьютера, как во втором способе организации АСКУЭ. Первичная информация со счетчиков записывается в БД центров сбора данных первого уровня, на них же происходит обработка данных. В центрах сбора данных второго уровня осуществляется дополнительное агрегирование и структурирование информации, запись ее в БД центров сбора данных второго уровня. При таком способе организации АСКУЭ в качестве БД рекомендуется использовать СУБД ORACLE8.X.

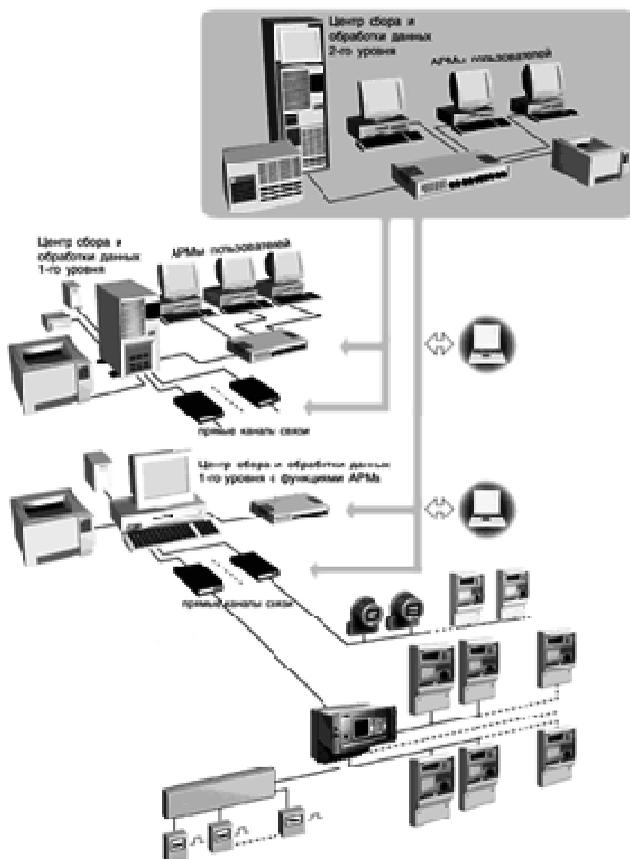


Рис. 5. Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально-распределенного среднего и крупного предприятия или энергосистемы

Основная конфигурация программного комплекса Альфа ЦЕНТР позволяет организовать параллельный сбор данных по 4, 8, 16, 32 каналам связи. При 16, 32 каналах необходимо использовать отдельную ЭВМ в качестве коммуникационного сервера. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением.

Параметры каждого канала настраиваются индивидуально, в зависимости от типа линии, ее характеристик. В системе может параллельно работать несколько коммуникационных серверов. При этом описание всех параметров системы сбора данных, описание всех электрических и расчетных схем объектов, а также все первичные и расчетные данные хранятся только на сервере БД и приложений центра сбора данных.

Центры сбора данных, как правило, выполняют только функции сбора и обработки данных, автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей подключаются к ним по локальной сети. При небольшом количестве счетчиков на объекте центр сбора данных первого уровня может выполнять функции АРМа.

Центры сбора данных 1-го уровня связаны с центрами сбора данных 2-го уровня каналами связи. Каналы связи могут быть выделенными, коммутируемыми, прямым соединением по локальной сети. Сервер сбора данных центра сбора данных 2-го уровня автоматически запрашивает необходимую информацию из БД центров сбора данных 1-го уровня в соответствии с установленным расписанием. Организация многоуровневой АСКУЭ для территориально распределенного среднего и крупного предприятий или энергосистемы позволяет решать следующие задачи:

- точное измерение параметров поставки/потребления;
- комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет энергоресурсов по предприятию, его инфраструктурным элементам (котельная и объекты жилкомбыта, цеха, подразделения, субабоненты);
- ведение договоров и формирование платежных документов для расчетов за электроэнергию;
- контроль энергопотребления и показателей качества электроэнергии по точкам и объектам учета в заданных временных интервалах (5 минут, 30 минут, зоны, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов и технологических ограничений мощности;

- сопровождение нормативно-справочной информации;
- обработка данных и формирование отчетов по учету электроэнергии и контролю ПКЭ;
- фиксация отклонений контролируемых параметров энергоресурсов, их оценка в абсолютных и относительных единицах для анализа как энергопотребления, так и производственных процессов;
- сигнализация (цветом, звуком) об отклонениях контролируемых величин от допустимого диапазона значений;
- диагностика полноты данных;
- описание электрических соединений объектов и их характеристик;
- параметризация коммуникаций и характеристик опроса;
- диагностика системы;
- поддержание единого системного времени.

1.3. Индивидуальные задания

Выполнить индивидуальные задания по вариантам, выданным преподавателем.

1.4. Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Основные термины и определения: АСКУЭ, УСПД, средства учета электроэнергии, электронный счетчик.
2. Классификация систем АСКУЭ.
3. Варианты организации и построения АСКУЭ.

Практическое занятие № 2

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Цель занятия

1. Изучить технические характеристики, функциональные возможности и общие требования к техническим средствам составляющих АСКУЭ (счетчики электрической энергии, УСПД).
2. Изучить примеры построения систем АСКУЭ в различных отраслях.

2.2. Программа занятия

1. Рассмотреть принцип работы, технические характеристики, функциональные возможности и общие требования к техническим средствам составляющих АСКУЭ (счетчики электрической энергии, УСПД).
2. Рассмотреть примеры построения систем АСКУЭ в различных отраслях.

2.3. Методические указания

2.3.1. Технические характеристики, функциональные возможности, принцип действия и общие требования к техническим средствам составляющих АСКУЭ (счетчики электрической энергии, УСПД)

Счетчики концерна «Энергомера» измеряют активную электрическую энергию в однофазных двухпроводных сетях (счетчики ЦЭ6807Б, ЦЭ6807П, ЦЭ6827М, ЦЭ6827М1) и в трехфазных четырехпроводных сетях (счетчики ЦЭ6803В, ЦЭ6804, ЦЭ6805В, ЦЭ6808В, Ф68700В, ЦЭ6822, ЦЭ6823М, ЦЭ6828) переменного тока напряжением 220/380 В и частотой 50 Гц. Производятся также трехфазные счетчики реактивной энергии (ЦЭ6811), активной и реактивной энергии (ЦЭ6812, ЦЭ6850, ЦЭ6850М). Счетчик Ф68700В выполняет измерение и учет электроэнергии в двух направлениях, счетчик ЦЭ6812 – в одном или в двух, а остальные – в одном направлении. Классы точности счетчиков (по ГОСТ 30207) – от 0.2S до 2.0. Число тарифов – 1–4. Многотарифный счетчик ЦЭ6827М обеспечивают учет электроэнергии по четырем тарифам в 12 временных зонах. Обмен данными осуществляется по цифровому интерфейсу RS-485, а также через оптический порт (стандарт МЭК 1107), используемый для считывания информации через специальный оптический преобразователь (например, АЕ-1). Изготавливаются исполнения со встроенными радиомодемом и PLC-модемом. Защита информации от несанкционированного доступа – пароль. Хранение профилей нагрузок (получасовых значений энергии) – в течение двух месяцев. Класс точности счетчика – 1.0, 2.0. Номинальная сила тока – 5 А, 10 А.

Принцип действия счетчиков учета активной энергии основан на перемножении входного сигнала тока и напряжения по методу широтно-импульсной модуляции с последующим преобразованием

аналогового сигнала, пропорционального входной мощности, в частоту следования импульсов. Суммирование этих импульсов дает количество активной энергии.

Структурная схема трехфазного микропроцессорного счетчика учета активной энергии и мощности по четырем тарифам ЦЭ6823М приведена на рис. 6. Счетчик состоит из жидкокристаллического индикатора (ЖКИ), индикатора (И), источника вторичного питания (ИВП), микроконтроллера (МК), модуля импульсных входов (МИ), оптического порта (ОП), электрически стираемого программируемого постоянного запоминающего устройства (ЭСППЗУ), преобразователя (Пр), реле управления нагрузками (РУН), супервизора (СВ), телеметрического выхода (ТМ), часов реального времени (ЧРВ).

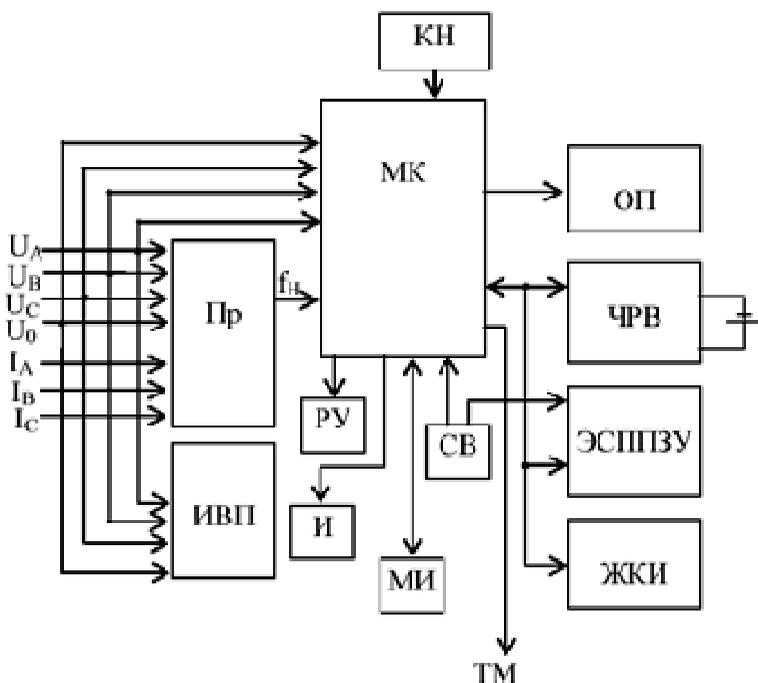


Рис. 6. Структурная схема трехфазного микропроцессорного счетчика ЦЭ6823М

Пр представляет собой аналого-цифровое устройство с предварительным преобразованием мощности в аналоговый сигнал по методу ШИМ – АИМ с последующим преобразованием аналогового

сигнала в импульсный сигнал, пропорциональный потребленной электроэнергии.

ИВП преобразует переменные входные напряжения в постоянные, необходимые для питания всех узлов счетчика.

МК производит подсчет входных импульсов, расчет потребляемой энергии, осуществляет управление и обмен информацией с другими узлами и схемами счетчика.

СВ формирует сигнал сброса при включении и отключении питания, а также выдает сигнал аварии питания при снижении входного напряжения.

ЭСППЗУ хранит данные о потребленной электроэнергии и другие параметры.

ЧРВ предназначены для отсчета текущего времени и даты.

ЖКИ представляет собой жидкокристаллический сегментный индикатор со встроенным драйвером индикатора и предназначен для индикации режимов работы, информирования о потребленной электроэнергии и временных параметрах.

ОП предназначен для считывания показаний и программирования счетчика.

ТМ предназначен для поверки и подключения счетчика к АСКУЭ по импульсным выходам.

На МК поступают сигналы от кнопок и сигналы от Пр, пропорциональные потреблению электроэнергии. МК сохраняет информацию в ЭСППЗУ, отображает на ЖКИ информацию об энергопотреблении и служебную информацию и выдает импульсные сигналы об энергопотреблении на телеметрический выход и индикатор И.

Принцип действия счетчиков учета активной и реактивной энергии ЦЭ6850М основан на измерении мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения шестиканальным аналогоцифровым преобразователем (АЦП), с последующим вычислением среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной и полной мощностей и энергий, углов сдвига фазы и частоты микроконтроллером (МК).

Структурная схема счетчика ЦЭ6850М приведена на рис. 7. При измерении и вычислении параметров сети и энергетических параметров напряжения от каждой из фаз поступают на делители, где понижаются до значений уровня, пригодного для измерения. Токо-

вые сигналы преобразуются с помощью токовых трансформаторов и резисторов в сигналы напряжения. Эти сигналы подаются на входы АЦП, где преобразуются в цифровой код и поступают на последовательный синхронный порт МК. МК производит расчет среднеквадратичных значений токов и напряжений, полной, активной, реактивной мощностей и энергий, а также углов сдвига и частоты основной гармоники сигналов напряжения.

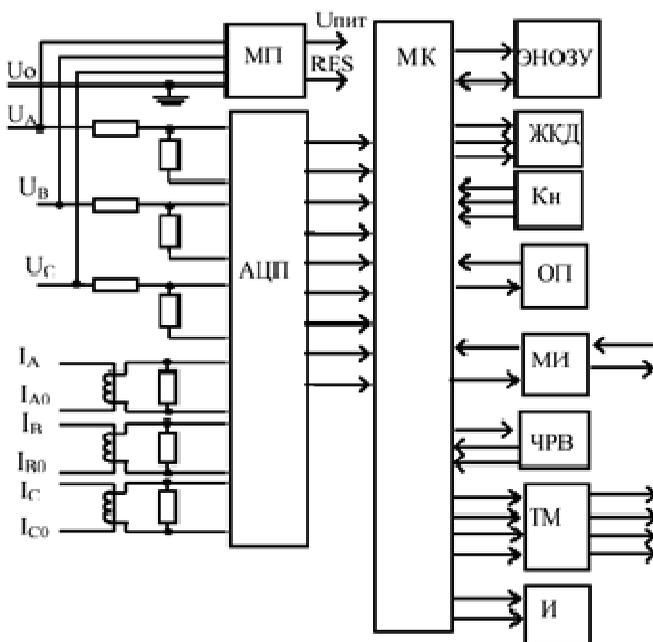


Рис. 7. Структурная схема счетчика ЦЭ6850М

На основе расчетов активной и реактивной энергий МК выдает сигналы об энергопотреблении на телеметрические выходы, которые могут быть подключены к системе АСКУЭ. МК осуществляет также накопление и сохранение энергетических параметров в энергонезависимом ОЗУ (ЭНОЗУ). Отсчет времени и ведение календаря осуществляют часы реального времени (ЧРВ). В счетчике имеется оптический порт (ОП) и модуль интерфейса (МИ) для считывания информации и программирования параметров пользователя. Инфор-

мация о параметрах сети, энергопотреблении и параметрах пользователя выводится на ЖК-дисплей (ЖКД). Просмотр данных осуществляется пользователем с помощью клавиатуры (Кн), включающей пломбируемую кнопку. Два светодиодных индикатора работы (И) информируют о работоспособности счетчика при накоплении активной и реактивной энергий.

Для питания счетчика используется импульсный обратноходовой преобразователь, преобразующий выпрямленные входные напряжения в напряжение, необходимое для питания всех узлов и модулей счетчика. Для питания счетчика от резервного источника (если он установлен) используется низковольтный обратноходовой преобразователь, на который может быть подано резервное напряжение питания от 9 В до 15 В. При отсутствии входных напряжений U_A , U_B , U_C счетчик автоматически переключается на работу от резервного источника питания (если исполнение счетчика имеет резервный блок питания).

Счетчик НПП «Гран-Система-СС-301» (Минск) (рис. 8) измеряет активную и реактивную энергии и мощности в двух направлениях, обеспечивает учет энергии и мощности по 8 зонам и 12 тарифным сезонам.



Рис. 8. Общий вид счетчика «Гран-Система-СС-301»

Класс точности по активной энергии – 0.2, 0.5S или 1.0, по реактивной – 1.0. Цифровые интерфейсы – RS-232, RS-485, а также оптический порт (стандарт МЭК 1107). Скорость обмена данными по интерфейсам RS-232, RS-485 – от 100 до 19200 бит/с, по оптическому порту – 2400 бит/с. Имеются 4 телеметрические выходы – оптоэлектронные импульсные выходы, встроенный таймер, двухстрочный 20-разрядный дисплей.

Защита от несанкционированного доступа – программная (пароли) и аппаратная (крышка зажимов). Имеются архивы ошибок, состояния фаз, корректировок (вмешательств извне).

Для считывания через последовательный порт и вывода на дисплей доступна следующая информация: суммарная потребленная энергия, приращение энергии за день, месяц, год; средняя мощность за 3 и 30 мин; максимум мощности в течение месяца (текущего и предыдущего); мгновенная активная и реактивная мощности; напряжение, ток, $\cos\alpha$ (по трем фазам); архив событий (32 события); состояния фаз и прибора, коррекций; тип (исполнение), серийный номер, дата выпуска прибора; версия программы, сетевой адрес прибора; идентификационный код (ID) пользователя; коэффициент трансформации тока и напряжения; дата и время перехода на летний и зимний сезоны; календарь выходных дней; тарифное расписание для рабочих и выходных дней, текущая дата и время, квадрант, тарифы; разряд батареи. Для записи через последовательный порт и вывода на дисплей доступна следующая информация: ID пользователя, параметры интерфейса связи и телеметрических выходов; коэффициент трансформации тока и напряжения; дата и время перехода на летний и зимний сезоны; календарь выходных дней; тарифное расписание для рабочих и выходных дней; разряд батареи; единица измерения параметра, формат числа и число знаков после запятой, маска параметров, выводимых на дисплей (без вывода на дисплей); пароль.

Информация в центр сбора и обработки данных АСКУЭ поступает непосредственно из УСПД (при каскадном включении УСПД из центрального УСПД) потребителя ЭЭ.

УСПД должно обеспечивать в автоматическом режиме:

- сбор информации от электросчетчиков на базе специализированных микропроцессоров по цифровому интерфейсу (типа

RS-485, RS-232, ИПС и т. п.) и поддерживать протоколы различных типов счетчиков установленных на объектах;

- сбор информации от электросчетчиков, оснащенных импульсными телеметрическими выходами;

- обработку принятой информации в соответствии с начальной установкой УСПД (см. параметрирование УСПД);

- передачу данных по запросу на верхний уровень (в центральное УСПД (при его наличии) или непосредственно в центр сбора и обработки данных);

- корректировку времени и даты электросчетчиков на базе микропроцессоров с цифровым интерфейсом;

- синхронизацию времени УСПД с единым астрономическим временем, обеспечиваемым верхним уровнем системы;

- самодиагностику.

Параметрирование УСПД:

- при первоначальной установке (настройке), а также в процессе эксплуатации (при замене электросчетчиков, изменении схемы учета и т. п.), параметрирование возможно только при снятии механической пломбы и вводе паролей, при этом в памяти УСПД («Журнале событий») автоматически должна производиться определенная запись с указанием даты и времени;

- параметрирование УСПД под конкретную схему учета электроэнергии энергообъекта должно обеспечивать:

- ввод расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);

- формирование в группы измерительных каналов учета электроэнергии для расчета суммарных значений электроэнергии по данным группам;

- задание простейшего алгоритма вычисления баланса электроэнергии;

- установку интервала опроса электросчетчиков с цифровым выходом;

- установку временных интервалов для обработки информации принимаемой от электросчетчиков с импульсными выходами (вычисления усреднённых получасовых значений мощностей, формирования суточных графиков);

установку текущих значений времени и даты.

УСПД должно обеспечивать в минимальной комплектации (модификации) присоединение до 16 электросчетчиков и не менее 256 при полной комплектации, независимо от применяемого интерфейса.

УСПД должно обеспечивать:

объединение в сеть с другими УСПД по интерфейсу типа RS-485, Internet;

каскадное включение нескольких УСПД по интерфейсу типа ИРПС (по принципу «ведущий – ведомый»);

выход в локальную вычислительную сеть (типа Ethernet);

передачу данных по коммуникационным каналам в центры сбора и обработки информации (по основному и резервному);

возможность параметрирования с РС компьютера (через оптопорт) или через встроенную клавиатуру и табло.

УСПД должно обеспечивать выработку текущего времени с погрешностью не более ± 1 -й секунды в сутки как при наличии внешнего питания, так и при полном обесточивании устройства (не менее 8 лет).

УСПД должно обеспечить хранение:

суточных графиков нагрузки средних тридцатиминутных мощностей по каждому каналу не менее 15-и суток;

суточных графиков нагрузки средних тридцатиминутных мощностей по каждой группе не менее 3-х месяцев;

расход электроэнергии за месяц по каждому каналу не менее 18-и месяцев, по группам – не менее 3-х лет.

Напряжение питания от сети переменного тока – 100, 220 В ± 20 %.

Электропотребление УСПД с полным набором электронных модулей не должно превышать 100 Вт.

Возможность подключения резервного источника постоянного тока – 100...220 В.

Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции.

Рабочий диапазон температур от -35 °С до $+55$ °С (для отапливаемых помещений допускается от 0 °С до $+60$ °С).

УСПД должно выпускаться в едином корпусе, обеспечивать возможность одностороннего обслуживания и иметь степень защиты не ниже IP 54 (по ГОСТ 14254).

Конструкция УСПД должна обеспечивать его размещение как на стандартных панелях, так и в шкафах навесного настенного монтажа (при использовании внешних модемов).

Наработка на отказ – не менее 35000 часов.

Время восстановления работоспособности на месте установки (заменой модулей) – не более 1-го часа.

Срок службы – не менее 24-х лет.

УСПД серии RTU-300 предназначены для автоматического сбора измерений электрической энергии и мощности, их накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации.

В состав семейства УСПД, производимых ООО «Эльстер Метроника» (Москва, Россия), входят устройства серии RTU-327, RTU-314, RTU-325.

УСПД различаются назначением, составом интерфейса, количеством точек учета, объемом памяти данных, функциональными возможностями, потребляемой мощностью, габаритами, массой, стоимостью.

Функциональные возможности RTU-300:

- автоматический сбор, обработка и хранение информации на всех уровнях иерархии;
- оперативный контроль потребления электроэнергии и мощности;
- расчет именованных величин по отдельным и групповым каналам измерения;
- многотарифный учет потребления энергии и мощности (48 тарифов, 48 тарифных зон);
- сбор данных с цифровых и импульсных счетчиков;
- передача данных по выделенным и коммутируемым линиям связи (включая узкополосные каналы телемеханики от 50 бод);
- гибкая настройка под любой объект;
- поддержка локальной сети (Ethernet);
- ведение журнала событий.

Область применения комплекса аппаратно-программных средств – коммерческий учет электроэнергии на электростанциях, подстанциях, промышленных (и приравненных к ним) предприятиях и организациях, поставляющих и потребляющих электрическую энергию.

УСПД имеет корпусное исполнение с защитой IP 65 и шкафное исполнение – IP 55.

Основные технические характеристики УСПД RTU-300 приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные технические характеристики УСПД RTU-300

Наименование параметра		Значение
Количество счетчиков, подключенных к RTU-300		До 256
Период опроса счетчиков АЛЬФА (ЕвроАЛЬФА)		Не чаще 1 раза в минуту
Период опроса УСПД		Не реже 1 раза в месяц
Параметры импульсных каналов Частота следования импульсов Минимальная длительность импульса		Не более 10 Гц 20 мс
Максимальное удаление счетчиков с имп. выходами от УСПД		500 м
Амплитуда тока импульсов, принимаемых от счетчиков		От 3,5 мА до 10 мА
Номинальное напряжение питания импульсных каналов		24 В
Максимальное удаление счетчиков от мультиплекторов расширителей и мультиплекторов расширителей от УСПД		1,2 км
Допустимый диапазон рабочих температур УСПД семейства RTU-300		Обычный (От 0 до -75) °С Промышленный (От -40 до -85) °С
Мультиплекторы расширители		(От -10 до -40) °С
Масса УСПД серии RTU-300	RTU-327	В зависимости от комплектации
	RTU-314	Не более 10 кг
	RTL-325	Не более 10 кг
Габаритные размеры (длина: ширина: высота) УСПД серии RTU-300		В зависимости от выбранного типа RTU
Хранение данных при отключении питания		Не менее 3 лет
Средняя наработка на отказ КАПС RTU-300		Не менее 40000 ч

Наименование параметра	Значение
Срок службы КАПС RTU-300	Не менее 30 лет
Масса кросс-блока	Не более 5 кг
Габаритные размеры (длина: ширина: высота) кросс-блока	В зависимости от количества подключаемых счетчиков
Масса мультиплексоров расширителей	Не более 2 кг
Габаритные размеры мультиплексоров расширителей	В зависимости от типов мультиплексоров
Масса и габаритные размеры модемов и преобразователей интерфейсов	В зависимости от выбранного типа

Подключение внешних устройств к УСПД производится по интерфейсам RS-232, RS-485, Ethernet, Profibus.

Максимальная скорость при подключении к последовательным портам 38400 бит/с.

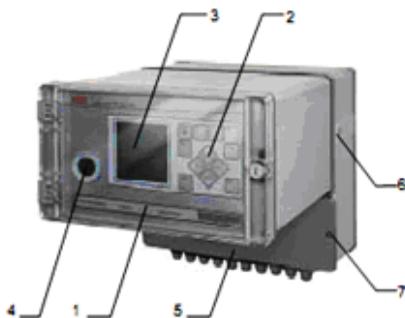
Общий вид УСПД RTU-314 представлен на рис. 9.

Функциональные возможности и большой спектр используемых интерфейсов позволяет создавать гибкие, адаптированные под инфраструктуру предприятия системы АСКУЭ. С помощью устройств такого класса можно строить системы любой сложности, используя на все 100 % существующую инфраструктуру.

УСПД 164-01И предназначено для «индустриального», а УСПД 164-01К – для «коммунального» применения на объектах электроэнергетики. Они обеспечивают сбор информации со счетчиков электроэнергии по телеметрическим выходам и по интерфейсу RS-485. Максимальное число каналов учета, обслуживаемых одним УСПД одновременно, равно 255 – для счетчиков с интерфейсом RS-485, и равно 16 – для счетчиков с телеметрическим выходом. Также обеспечивают сбор, вычисление, упорядочивание в базе данных и хранение в энергонезависимой памяти величин энергии (мощности) технического профиля, энергии (мощности) коммерческого профиля, энергии за сутки (по тарифам), энергии с начала суток, энергии за месяц, энергии с начала месяца, эквивалентов текущих показаний счетных механизмов, эквивалентов текущих

показаний счетных механизмов на конец суток, эквивалентов текущих показаний счетных механизмов на конец месяца, хранение журналов событий и передачу их по запросам, выработку текущего

**Конструкция
УСПД RTU-314**



- Конструкция
1. Шильдик
2. Клавиатура для просмотра УСПД
3. Дисплей
4. Оптический порт для считывания данных УСПД
5. Место расположения клемм для подключения внешних устройств (счетчиков, модемов, персональных компьютеров)
6,7. Места пломбирования УСПД
Под нижней пломбируемой крышкой расположены клеммы для подключения цепей питания и заземления УСПД, а также клемник, на который выведены все интерфейсы УСПД.



УСПД RTU-314 в корпусе без ЖКИ

Рис. 9. Общий вид УСПД RTU-314

астрономического времени и календаря с помощью энергонезависимых часов. УСПД позволяют производить коррекцию значения текущего времени и его синхронизацию в пределах 9 с один раз в сутки, а также синхронизацию времени в счетчиках, подключенных по интерфейсу RS-485, в соответствии со своим текущим временем. УСПД автоматически в заданные моменты времени осуществляют переход на летнее и зимнее время (без потери инфор-

мации), предусмотрена возможность запрета перехода на летнее и зимнее время. Имеется возможность чтения данных, чтения и изменения параметров по двум независимым интерфейсам: CAN и RS-485. Имеются средства самотестирования, предусмотрена защита входной информации от помех и ложных сигналов в линиях связи. Напряжение питания – 24 В, ток потребления – 0,2 А, температура окружающей среды – от –35 до +60 °С, масса – не более 1 кг. Функциональные возможности и большой спектр используемых интерфейсов позволяет создавать гибкие, адаптированные под инфраструктуру предприятия системы АСКУЭ. С помощью устройств такого класса можно строить системы любой сложности, используя на все 100 % существующую инфраструктуру.

УСПД 164-01И предназначено для «индустриального», а *УСПД 164-01К* – для «коммунального» применения на объектах электроэнергетики. Они обеспечивают сбор информации со счетчиков электроэнергии по телеметрическим выходам и по интерфейсу RS-485. Максимальное число каналов учета, обслуживаемых одним УСПД одновременно, равно 255 – для счетчиков с интерфейсом RS-485, и равно 16 – для счетчиков с телеметрическим выходом. Также обеспечивают сбор, вычисление, упорядочивание в базе данных и хранение в энергонезависимой памяти величин энергии (мощности) технического профиля, энергии (мощности) коммерческого профиля, энергии за сутки (по тарифам), энергии с начала суток, энергии за месяц, энергии с начала месяца, эквивалентов текущих показаний счетных механизмов, эквивалентов текущих показаний счетных механизмов на конец суток, эквивалентов текущих показаний счетных механизмов на конец месяца, хранение журналов событий и передачу их по запросам, выработку текущего астрономического времени и календаря с помощью энергонезависимых часов. УСПД позволяют производить коррекцию значения текущего времени и его синхронизацию в пределах 9 с один раз в сутки, а также синхронизацию времени в счетчиках, подключенных по интерфейсу RS-485, в соответствии со своим текущим временем. УСПД автоматически в заданные моменты времени осуществляют переход на летнее и зимнее время (без потери информации), предусмотрена возможность запрета перехода на летнее и зимнее время.

Имеется возможность чтения данных, чтения и изменения параметров по двум независимым интерфейсам: CAN и RS-485. Имеются средства самотестирования, предусмотрена защита входной информации от помех и ложных сигналов в линиях связи. Напряжение питания – 24 В, ток потребления – 0,2 А, температура окружающей среды – от –35 до +60 °С, масса – не более 1 кг.

Изготовитель – концерн «Энергомера» (Ставрополь, Россия).

2.3.2. Примеры построения АСКУЭ

Система производства ИТФ «Системы и технологии» используется для сбора, архивирования и выдачи информации, поступающей со счетчиков электрической и тепловой энергии, измерителей расхода газа и жидкости, измерительных преобразователей тока, давления и температуры, выходом которых являются стандартные аналоговые, частотные, частотно-импульсные или цифровые (в стандартах RS-232, RS-485, ИРПС) сигналы. Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированный или автоматический сбор данных по распределенной сети (интерфейсы RS-232, RS-485, ИРПС, электросеть 220/380 В, модемы для связи по коммутируемым линиям, GSM-модемы, выделенные линии), полученных с первичных преобразователей, адаптеров (токовых, потенциальных, частотных, частотно-импульсных преобразователей) и регистраторов МУР 1001.2/.6/.7;

- хранения до восьми фискальных (не позволяющих производить коррекцию) архивов в регистраторе с разной частотой опроса первичных преобразователей (от нескольких минут до нескольких лет в зависимости от состава подключенного к регистратору оборудования и частоты опроса);

- ведение архивов по параметрам энергопотребления, привязанных к астрономическому времени;

- ведение нескольких распределенных баз данных в компьютерной сети по нескольким объектам;

- контроль мощности энергопотребления с трехминутным интервалом интегрирования по группе потребителей;

- визуализацию данных, группировку их в виде таблиц и графиков, удобных для анализа;

- генерацию твердотельных копий отчетов, настраиваемых пользователем для конкретных приложений;
- формирование решающих правил и ведение журнала безаварийных сообщений;
- задание параметров для «интеллектуальных» устройств управления исполнительными механизмами (электродвигателями, реле, регуляторами мощности и т.п.) на основе алгоритмов управления;
- рассылку сообщений о нештатных ситуациях по списку, передаваемых в виде SMS-сообщений, сообщений на пейджер, электронную почту, факс, голосовых сообщений на телефон, МУР-терминал;
- синхронизацию таймеров аппаратных средств системы (поддержка единого времени в системе);
- передачу информации с фискальных первичных преобразователей (электросчетчиков, теплосчетчиков, счетчиков газа, воды и др.) на компьютеры потребителя и энергоснабжающей организации;
- дистанционное управление исполнительными устройствами (включить/выключить, ограничить нагрузку и др.);
- многоуровневую защиту информации паролями.

На уровне АРМ система обеспечивает сбор данных непосредственно с первичных измерительных преобразователей, а также со счетчиков ЭЭ, холодной и горячей воды, тепловой энергии, газа.

Система имеет открытую архитектуру, предполагающую оперативное расширение состава первичных преобразователей и средств управления.

Концерном «Энергомера» (Ставрополь) разработаны структуры АСКУЭ для частного жилого сектора, многоквартирных жилых домов, промышленных предприятий и региональных энергоснабжающих организаций. АСКУЭ для частного жилого сектора снабжаются счетчиками ЭЭ, оснащенными радиомодемом, оптическим портом или PLC-модемом. При использовании радиомодема контроллер дистанционно связывается по нему со счетчиком и считывает данные в карманный ПК (КПК). После объезда всех объектов он передает данные на сервер центра обработки информации в «Энергосбыте». В случае применения счетчиков, оснащенных оптическим портом, информация снимается с них на КПК, который дополнительно оснащен оптической головкой. После обхода всех счетчиков информация с КПК переносится в ЦОИ для организации

финансовых расчетов с потребителем. Сбор данных со счетчиков ЦЭ6827М, оснащенных модемом СЕ832М для передачи данных по сети 0,4 кВ, осуществляется с помощью УСПД 164-01К. Информация с УСПД 164-01К собирается посредством переносного пульта УСП СЕ811 в ЦОИ. Возможен сбор данных с УСПД напрямую в ЦОИ посредством GSM-модема.

В АСКУЭ для многоквартирных жилых домов применяются счетчики ЭЭ с телеметрическим выходом, цифровым интерфейсом и с PLC-модемом. В первом случае каждый этажный модуль сбора данных СЕ 821 собирает информацию от 8 счетчиков по телеметрическому каналу и передает ее на УСПД СЕ 801 или на УСПД 164-01К. К УСПД СЕ 801 подключается до 30 этажных модулей СЕ 821. Каждый этажный модуль может выдавать сигналы управления переключением тарифов (в случае применения многотарифных счетчиков). В случае использования счетчиков с цифровым интерфейсом формируется общая шина интерфейса RS-232 или RS-485 для всех счетчиков. Сбор информации с них осуществляется на переносной пульт, с которого данные могут передаваться в ЦОИ по радиомодему, GSM-модему или PLC-модему. Передача данных счетчиков по силовой сети 0,4 кВ осуществляется по запросу локального УСПД 164-01К или УСПД СЕ 801 через PLC-модем СЕ832С1 или СЕ832С2.

При коммерческом учете потребления электроэнергии промышленными предприятиями в центре энергоснабжения (ПС, РП, ТП) устанавливают до 8 УСПД, одно из которых назначается ведущим. Связь между ними осуществляется по скоростной шине CAN. Расстояние между первым и последним УСПД достигает 1 км. Каждое УСПД может собирать данные учета от 8 электросчетчиков с интерфейсом RS-485 и по 16 каналам от электросчетчиков с телеметрическим выходом. Общая длина шины интерфейса по группе из 8 счетчиков достигает 1,2 км, а длина линии связи по телеметрии от электросчетчика до УСПД – 1 км. Это обеспечивает создание на объекте АСКУЭ с невысоким соотношением цена/качество. Средством визуализации для контроля потребления электроэнергии по каналам и группам учета служит пульт управления. По различным каналам связи информация от ведущего УСПД передается с заданной периодичностью в центр (центры) сбора и обработки данных.

Данные учета от счетчиков с интерфейсом могут быть также собранными через адаптер CE825 по кабелю связи. Адаптер позволяет преобразовывать данные по интерфейсу RS-485 / RS-232 (CAN / RS-232) и передавать их на значительные расстояния в ПЭВМ диспетчерской службы предприятия, на котором установлено ПО КТС «ЭНЕРГОМЕРА» промышленной версии. Этот вариант структурной организации АСКУЭ может быть использован как для коммерческого, так и для технического учета ЭЭ. Данные учета от счетчиков с интерфейсом и от счетчиков с телеметрическим выходом могут также собираться посредством УСПД и затем передаваться в центр обработки по кабелю связи на расстояние до 1 км.

2.4. Индивидуальные задания

Выполнить индивидуальные задания по вариантам, выданным преподавателем.

2.5. Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Структурная схема счетчика ЦЭ6850М, ЦЭ6823М.
2. Примеры построения систем АСКУЭ.

Практическое занятие № 3

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСКУЭ

3.1. Цель занятия

1. Получить практические навыки по созданию автоматизированных систем контроля и учета потребления электрической энергии на базе программного обеспечения сервера сбора и передачи данных С12 «ССПД-С12 Гран-Электро».

3.2. Программа занятия

1. Изучить состав, основные функции программного обеспечения, необходимого для создания автоматизированных систем контроля и учета (АСКУЭ) потребленной электрической энергии.

3.3. Методические указания

Программное обеспечение предназначено для автоматизации сбора данных от приборов (устройств), программно-технических комплексов по цифровым интерфейсам, их обработку, хранение и передачу в другие программно-технические комплексы, устройства или автоматизированные рабочие места и может применяться в автоматизированных рабочих системах учета потребления электрической и тепловой энергии, воды или газа.

Общие требования к программному обеспечению АСКУЭ:

1. Для региональной АСКУЭ должен использоваться программный комплекс верхнего уровня АСКУЭ ММПГ и обеспечивать возможность установки его на компьютер в виде локальной или сетевой версии.

Операционные системы региональной АСКУЭ и ее подсистем должны быть аналогичны операционным системам, используемым в АСКУЭ межгосударственные, межсистемные перетоки и генерации энергии (ММПГ).

2. Программный комплекс верхнего уровня системы учета должен реализовывать функции сбора данных учета с ее нижних уровней (уровней счетчиков и УСПД), накопления, хранения, обработки, отображения, документирования и распространения этих данных, синхронизации часов средств учета, а также другие функции, зависящие от требований к конкретной системе учета со стороны заказчика.

3. Программный комплекс верхнего уровня должен обеспечивать процедуры:

- гибкой настройки как по виду запрашиваемых и сохраняемых данных, так и по периоду и объему запросов;
- полного сбора данных по автоматическим и ручным запросам с использованием перезапросов, дозапросов и мажоритарного голосования для выбора правильных данных;
- обеспечения удобного пользовательского интерфейса;
- контроля целостности и достоверности данных учета;
- автоматического архивирования данных в стандартных базах данных и т. д.

4. В региональной АСКУЭ необходимо обеспечить совместную работу программного комплекса верхнего уровня системы учета

с выбранной стандартной базой данных под соответствующей СУБД. База данных и СУБД для региональной АСКУЭ должна быть аналогична используемым в АСКУЭ ММПГ.

Длительность хранения данных должна быть не менее 36 месяцев.

5. Программный комплекс должен использовать единые классификаторы объектов базы данных, позволять фиксировать замену счетчиков в точках учета, задавать режимы их опроса, обеспечивать корректность данных и параметров, считываемых со счетчиков и помещаемых в базу, а также непрерывность и полноту данных в базе.

6. Должна быть обеспечена возможность просмотра базы данных по выбранным точкам учета, интервалам времени и типам данных, а также возможность установки для каждой точки учета при автоматическом опросе допустимого значения времени запаздывания данных/параметров, после превышения которого должно генерироваться аварийное сообщение.

7. При невозможности дистанционного считывания данных с нижнего уровня системы учета должна быть предусмотрена возможность альтернативного считывания и занесения данных в базу (например, с переносного средства приборного учета). При плановых и аварийных заменах счетчиков должна быть предусмотрена возможность санкционированной ручной коррекции базы данных с учетом времени отсутствия приборного учета в соответствующей точке учета.

8. Программный комплекс должен фиксировать все события, искажающие функционирование системы (сбой связи, сбой операционной системы или прикладной программы, неисправность счетчика или УСПД и т. д.), выдавать оперативно соответствующую информацию администратору системы и генерировать суточные и месячные сводные отчеты об ошибках. Должна быть обеспечена возможность автоматической и ручной коррекции базы данных после различных сбоев.

9. Программный комплекс должен обеспечивать регистрацию прав пользователей по уровням доступа, идентификацию и аудит всех их действий. В зависимости от уровня доступа пользователю должно представляться ограниченное по уровню количество информации (пунктов меню, счетчиков и т. д.).

10. Общее программное обеспечение из состава программного комплекса должно обеспечивать разработку и надежное функцио-

нирование прикладного программного обеспечения в реальном времени и включать сетевую операционную систему и средства автоматизированной разработки и системной поддержки исполнения прикладного программного обеспечения (сервисное программное обеспечение).

11. Сетевая операционная система должна обеспечивать выполнение функций по диспетчеризации процесса распределенной обработки данных в реальном времени, управлению вводом-выводом данных, обеспечению сетевой поддержки.

12. Сервисное программное обеспечение должно представлять собой интегрированную систему программных продуктов, основанную на открытой компонентной технологии и содержащей две взаимосвязанные среды: среду разработки (конфигурирования), среду исполнения и обеспечивать функционирование прикладного программного обеспечения на основе единой базы данных реального времени.

Программное обеспечение сервера сбора и передачи данных С12 «ССПД-С12 Гран-Электро»

Сервер сбора и передачи данных С12 (ССПД С12) обеспечивает сбор и передачу данных по протоколам, а также выполнение дополнительных функций и задач с помощью выполненных по определенным правилам программных модулей динамически подключаемых библиотек. После регистрации DLL-модуля в ССПД С12, его функции вызываются из ССПД С12 для выполнения приема-передачи данных и любых других задач. Кроме этого, ССПД С12 ведет циклический недельный (семь дней) архив трехминутных срезов данных, неограниченный архив получасовых срезов данных, а также циклический архив событий объемом 30 000 записей.

ССПД С12 (рис. 10) позволяет выполнять обработку данных (усреднение, выполнение арифметических и логических действий над имеющимися данными, перерасчеты в архивах при изменении исходных данных без ограничений и т. д.), дает возможность формировать группы учета, расчет различного вида балансов, в том числе с выполнением условий, и многое другое.

С12+ создана для выполнения взаимодействия ССПД С12 с другими приложениями, как правило, выполняемыми на других ПЭВМ, например, для получения данных из архивов ССПД С12 и показа их пользователю (АРМ энергетика).

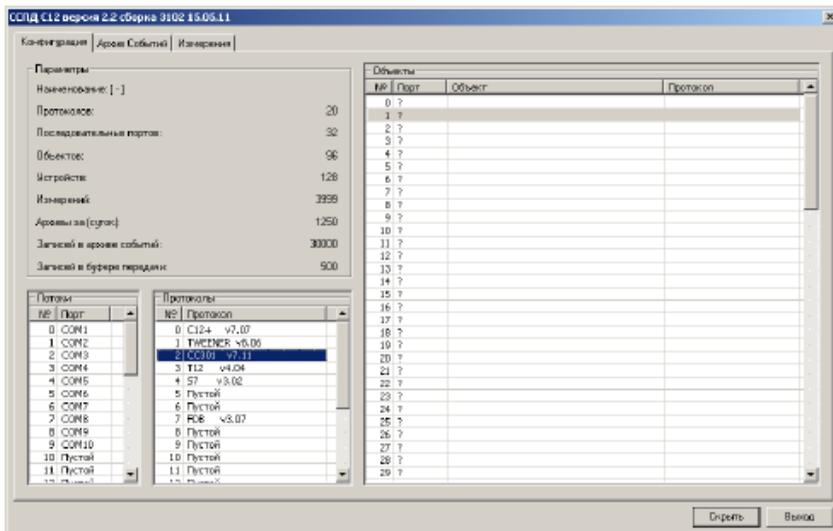


Рис. 10. Экран работы с объектами ССПД С12

Библиотека также позволяет:

- получать время ЭВМ, на которой выполняется обработка данных при помощи ССПД С12;
- получать информацию из архивов данных;
- получать информацию из архива событий;
- получать максимальные значения (максимальная совмещенная мощность) за заданный период;
- вести календарь текущего и следующего годов;
- вести справочник временных зон;
- осуществлять настройку временных зон по каждому из типов дней (рабочий, выходной, праздничный);
- получать суммарные данные за заданный период;
- получать суммарные и максимальные данные по типу зоны и типу дня за заданный период.

Библиотека также выполняет некоторые сервисные функции, которые позволяют при необходимости хранить, например, планы потребления электрической энергии, коэффициенты трансформаторов тока или напряжения, корректировать время ЭВМ, на которой выполняется ССПД С12, и другие.

Динамически подключаемая библиотека СС301

Библиотека создана для получения данных от приборов учета потребления электроэнергии СС301.

Реализованные в библиотеке функции позволяют получить практически любые данные из СС301. Максимальное количество приборов учета, которое может опросить по протоколу обмена СС301 с одного порта RS232 / 485 – 255. В библиотеке также реализована возможность соединения с помощью модема.

Динамически подключаемая библиотека Tweener

Библиотека создана для записи данных внутренних архивов ССПД С12 во внешнюю базу данных, например, MySQL или Oracle. С помощью библиотеки можно создать базу данных необходимой структуры, в таблицы которой будет записываться информация из внутренних архивов ССПД С12, в том числе и архива событий, а также информация с приборов учета, включая архивы событий и мгновенные значения.

Динамически подключаемая библиотека FDB

Библиотека выполняет функции обратные Tweener, т. е. позволяет читать информацию из внешней базы данных и записывать ее в архивы ССПД С12.

Элемент ActiveX FW10

FW10.OCX создан для обмена с библиотекой С12+. Может встраиваться в приложения OLE-контейнеры, например, Excel, Word или HTML страницы и позволяет выполнять запросы к С12+ и получать любые данные из внутренних архивов ССПД С12.

Элемент ActiveX СС301АА

СС301АА.OCX создан для получения данных непосредственно с приборов учета СС301. Может устанавливать модемное соединение и встраиваться в приложения OLE-контейнеры (Word, Excel, HTML страницы). Позволяет просматривать данные с приборов учета, например, в Excel, создавать простые автоматизированные места, получать любые отчеты, содержащие данные, хранящиеся в СС301. Идеален для создания некоммерческих небольших АСКУЭ.

АРМ энергетика

Представляет собой скрипты и HTML страницы для отображения информации из таблиц базы данных, созданных и заполняе-

мых библиотекой Tweenер. Кроме того, при наличии элемента FW10.OCX APM может выполнять дополнительные функции: установку времени, запрос мгновенных значений с приборов учета, запись планов потребления электроэнергии и т. д. При создании АСКУЭ, осуществляющих сбор данных непосредственно с приборов учета, с помощью элемента ActiveX CC301AA.OCX отображение данных организуется в MS Excel или MS Word.

Рассмотрим работу ПО более подробно.

При запуске отобразится главное окно, состоящее из трех частей: меню (слева), закладок (внизу) и рабочей области. Перед началом работы необходимо создать учетную запись администратора, который будет иметь возможность изменять структуру объектов АСКУЭ (рис. 11). После этого можно приступать к конфигурированию структуры системы. Ввод имени и пароля пользователя, обладающего правами администратора, производится один раз при первом запуске. Окно с формой регистрации учетной записи администратора выводится автоматически в случае отсутствия такой записи в БД.

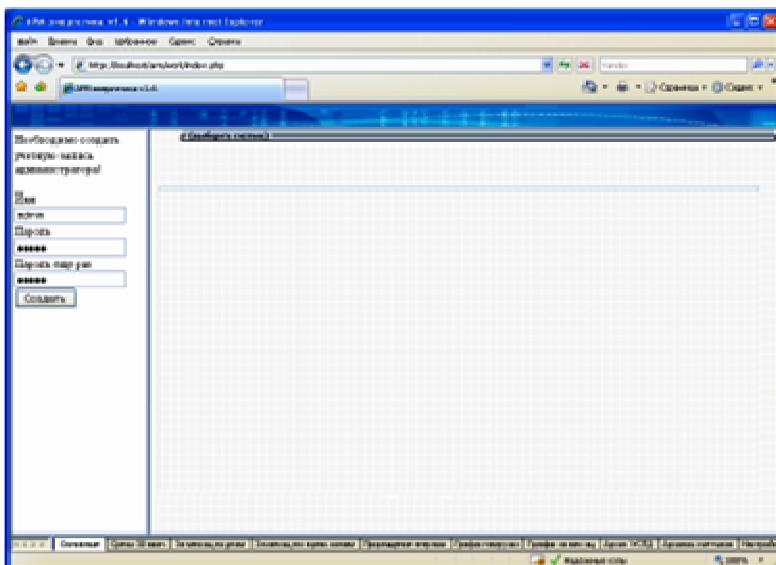


Рис. 11. Начало работы. Создание учетной записи администратора

В дальнейшем система будет запрашивать параметры созданной учетной записи при попытке внесения изменений в структуру объектов АСКУЭ (рис. 12).

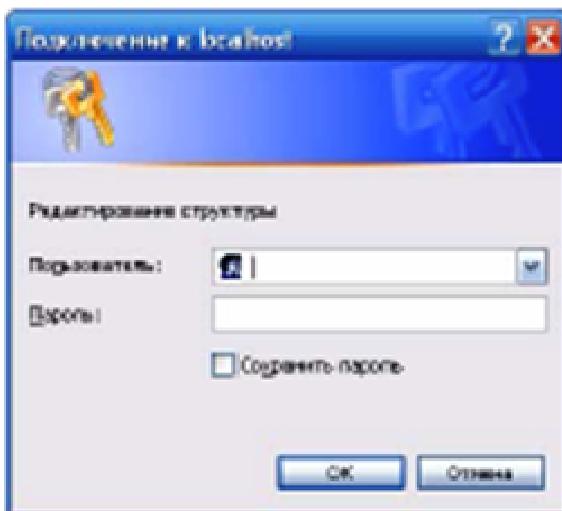


Рис. 12. Получение доступа на редактирование структуры

Разрешение на редактирование структуры объектов АСКУЭ действует до момента закрытия окна браузера.

С помощью контекстного меню, вызываемого щелчком правой кнопкой «мыши», необходимо создать структуру АСКУЭ, которая представляет собой динамическое меню, построенное в виде дерева каталогов. Функциональность и вид меню имитируют структуру каталогов Windows Explorer, которая на сегодняшний день является самой привычной и удобной для пользователя. Папками в данном случае будут места размещения приборов учета, а файлами – точки учета. Для любого объекта можно составить расчетную группу из измерений с точек учета, находящихся на объекте счетчиков. Одни и те же измерения могут входить в несколько расчетных групп. Добавить папку – вначале необходимо выбрать пункт меню «Добавить папку» для создания корневого элемента, включающего в себя все объекты системы (рис. 13).

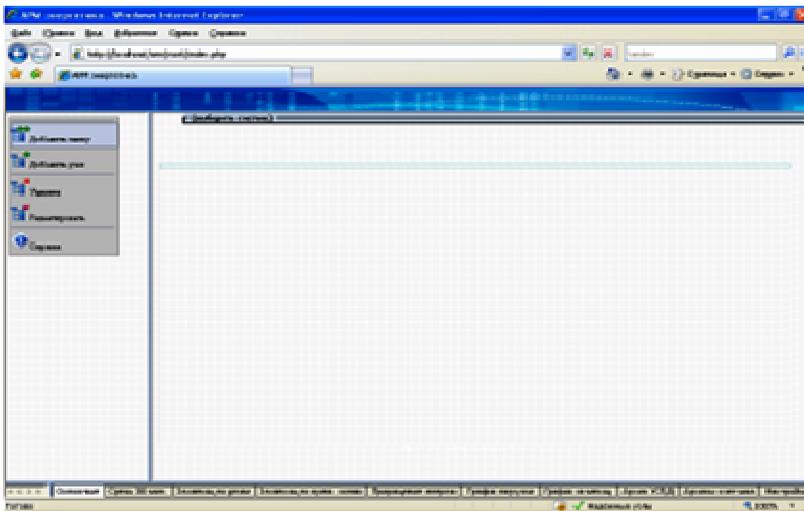


Рис. 13. Редактирование структуры. Команда «Добавить папку»

В строке ввода формы, появившейся в главном окне, задайте название объекта и нажмите «Выполнить» (рис. 14). После этого отобразится результат выполнения операции (рис. 15).

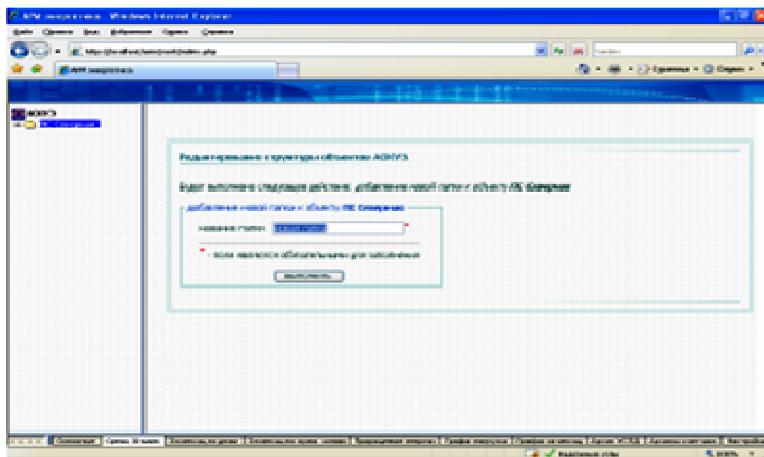


Рис. 14. Редактирование структуры. Задание имени объекта

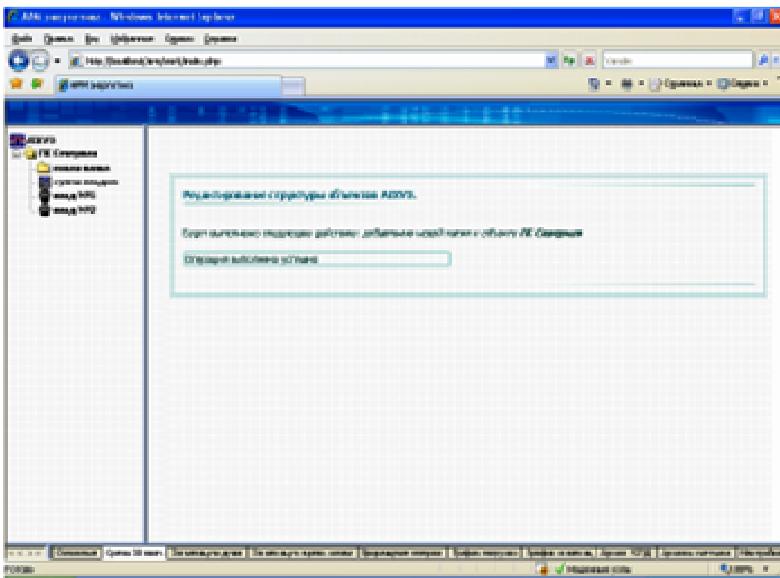


Рис. 15. Результат выполнения команды «Добавить папку»

Дальнейшее конфигурирование системы производится таким же образом. Следует учитывать, что при добавлении новых объектов в уже созданную папку необходимо, щелкнув по ней мышью, установить на нее курсор (активный элемент выделен синим цветом).

Закладка «Основные» имеет следующую структуру: в верхней части окна расположена панель, позволяющая задавать параметры запроса, ниже выводится запрашиваемая информация в виде таблиц или графиков.

На этой закладке выводятся мгновенные значения, константы и основные параметры счетчика. Предварительно необходимо послать запрос к УСПД, нажав кнопку «запросить» (рис. 16). Информация о состоянии сеанса связи отображается в строке статуса. После успешного завершения сеанса связи со счетчиком станет активной кнопка «обновить». В том случае, когда полученные данные «устарели» (запрос более 3-х минут назад), будет выведена предупреждающая надпись. Можно также указать, запрашивать ли архивы событий счетчика. Просмотр архивов счетчика доступен с соответствующей закладки.

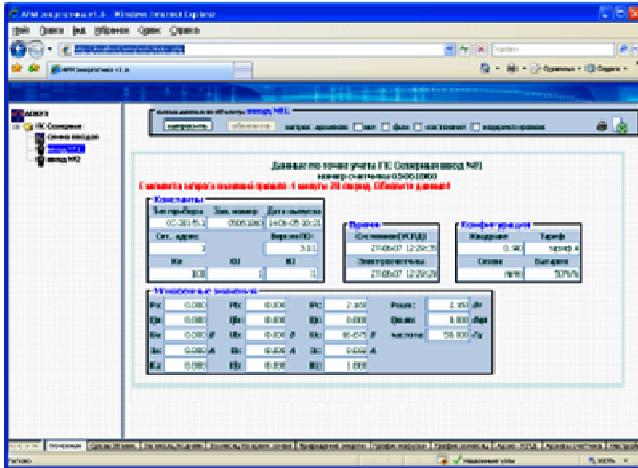


Рис. 16. Закладка «Основные». Запрос мгновенных значений электрических величин в определенный момент времени

Закладка «Срезы 30 мин» позволяет просмотреть информацию по 30-минутным срезам со счетчика за указанный день.

Выберите вид отображения срезов, день на выпадающем календаре и нажмите кнопку «чтение». Выведенную таблицу можно распечатать, нажав на пиктограмму принтера (рис. 17).

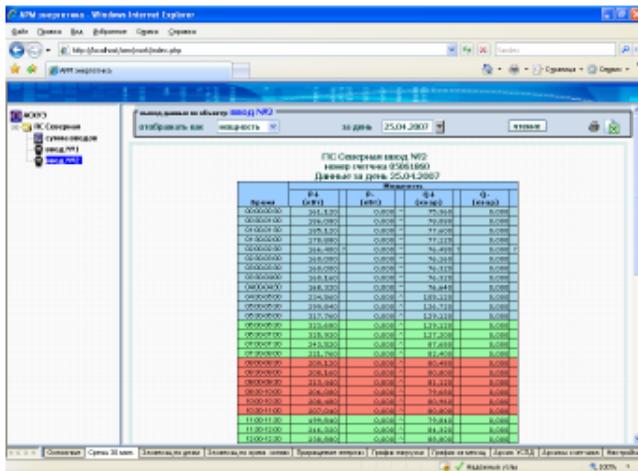


Рис. 17. Закладка «Срезы 30 мин». Вывод величин потребленной мощности за получасовой период

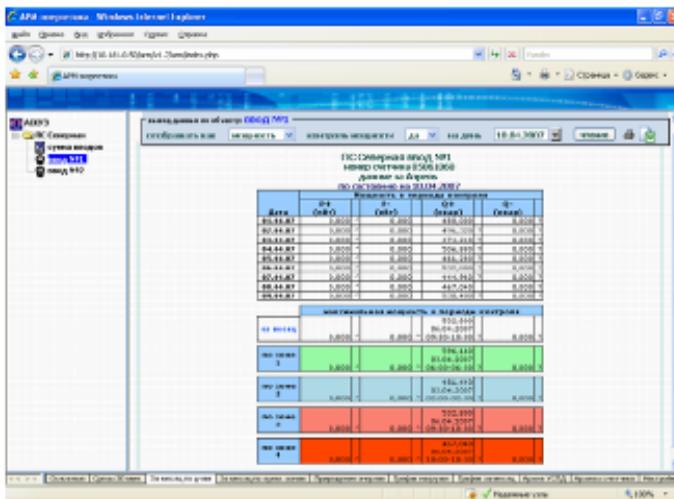


Рис. 19. Закладка «За месяц по дням». Отображает величину потребленной мощности

Для мощности в зависимости от выбранных параметров выводятся максимальные значения в период контроля мощности или за сутки в целом (рис. 20).

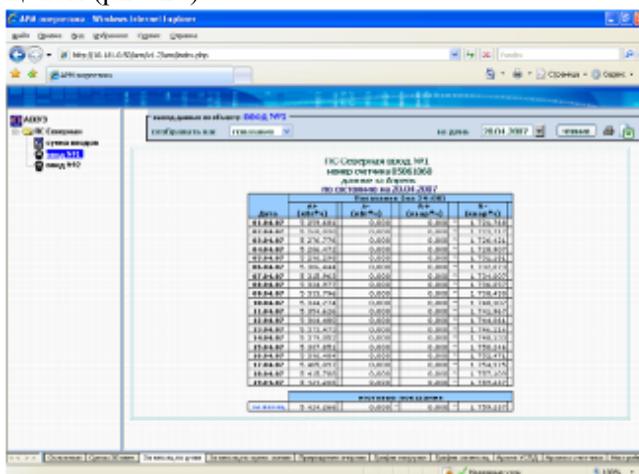


Рис. 20. Закладка «За месяц по дням». Отображает количество потребленной электроэнергии

Для энергии выводится суммарное потребление энергии за сутки. Для показаний – значение на 24:00 соответствующего дня. Внизу таблицы дополнительно выводятся итоговые данные за месяц:

- для мощности: максимумы в период контроля мощности и по каждой из временных зон;
- для энергии: суммарный расход за месяц и по каждой из временных зон;
- для показаний: показания прибора учета по состоянию на 00:00 указанного дня.

Закладка «За месяц по временным зонам» позволяет просмотреть информацию за месяц с разбиением по временным зонам по состоянию на указанный день.

Для мощности выводятся максимальные значения и время их фиксации; месячные максимумы для удобства выделены цветом (рис. 21).

Для энергии выводится суммарное потребление энергии за сутки с разбиением по временным зонам (рис. 22).

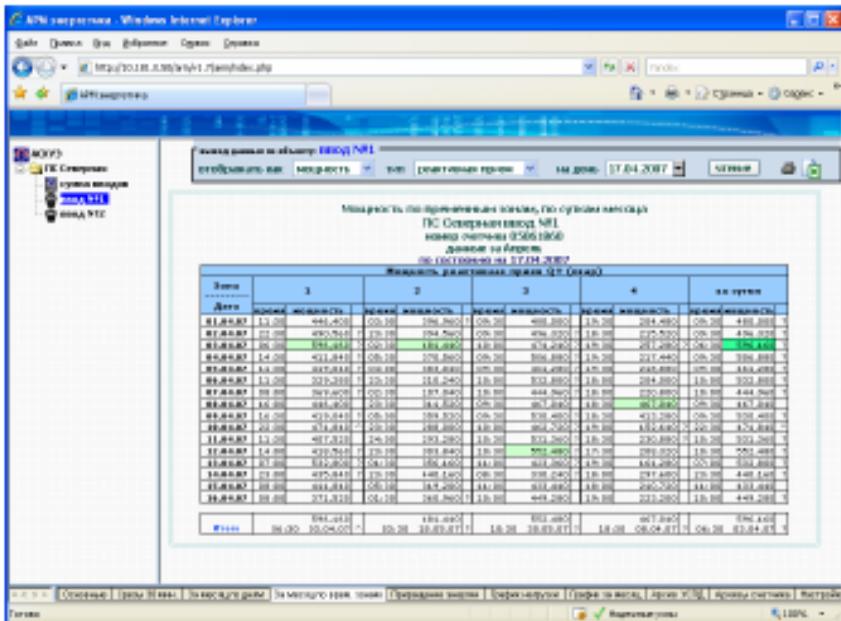


Рис. 21. Закладка «За месяц по временным зонам». Отражает величины потребленной мощности

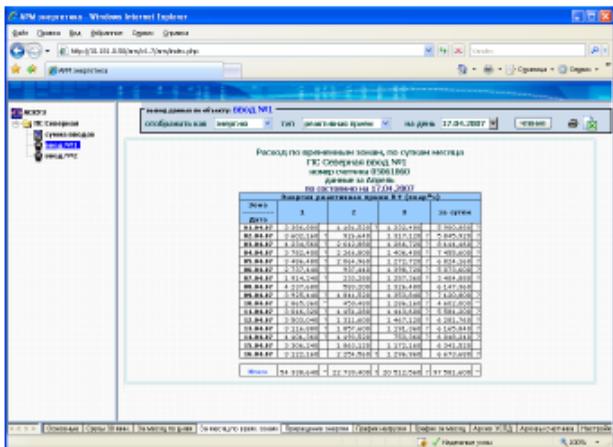


Рис. 22. Закладка «За месяц по временным зонам». Отображает количество потребленной электроэнергии

Закладка «Приращение энергии»

Отображаемая информация может выводиться в 2-х режимах:

- как приращение энергии – за день, за месяц, за год (рис. 23);
- как накопление энергии – на 00:00 выбранного дня, на 00:00 1-го дня выбранного месяца, на 00:00 1 января выбранного года (рис. 24).

День, месяц и год определяются исходя из даты, выбираемой на календаре.

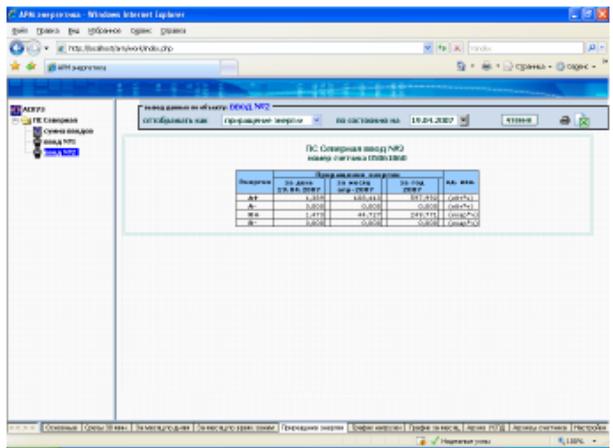


Рис. 23. Закладка «Приращение энергии». Отображает значения приращения потребленной электроэнергии

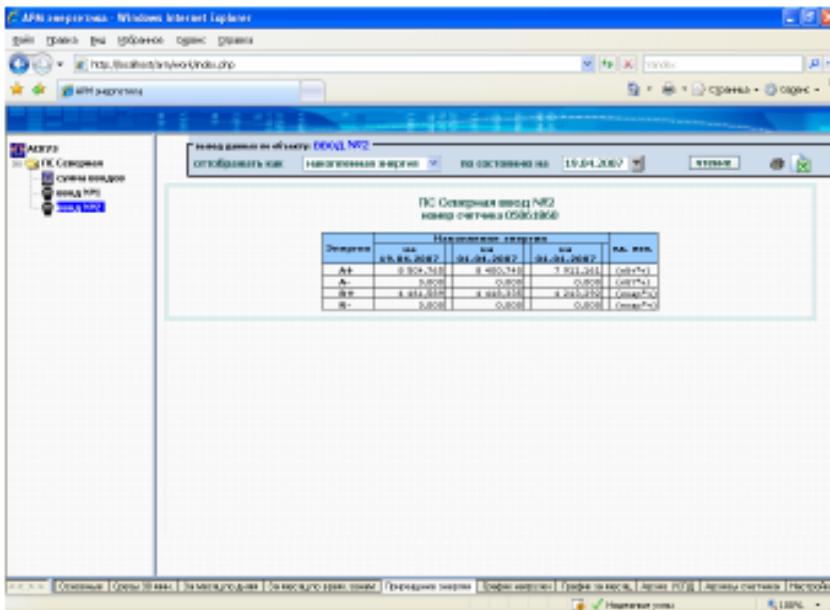


Рис. 24. Закладка «Приращение энергии». Отображает значения накопления потребленной электроэнергии

Закладка «График нагрузки»

Столбцы гистограммы имеют различный цвет в зависимости от временной зоны. При наведении курсора на столбец гистограммы появится подсказка с его значением. Внизу экрана располагаются данные для анализа по мощности и энергии, которые изменяются при перемещении курсора (желтый маркер на временной шкале). Перевод курсора осуществляется однократным щелчком левой кнопкой мыши по столбцу гистограммы. Выбранный столбец гистограммы подсвечивается желтым цветом. График мощности выводит значения получасовой мощности (рис. 25). Красным маркером отмечен максимум мощности в период контроля нагрузки.

График энергии выводит почасовой расход (рис. 26). Дополнительно над столбцами имеются подписи их значений. При печати расположение страницы следует задать как «альбомная».



Рис. 25. Закладка «График нагрузки». Отображает изменения величины потребленной мощности за получасовой период



Рис. 26. Закладка «График нагрузки». Отображает значения почасового расхода электроэнергии

Закладка «График за месяц»

Для мощности выводятся максимумы в период контроля, для энергии – сумма потребленной энергии по дням (рис. 27, 28).

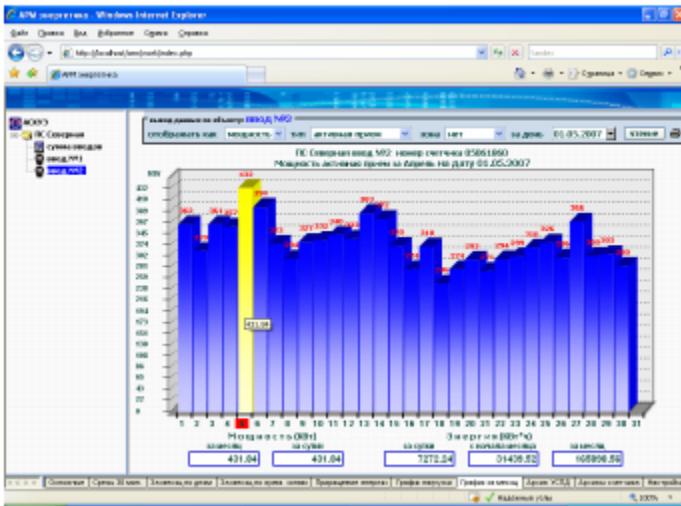


Рис. 27. Закладка «График за месяц». Отображает изменения величины потребленной мощности

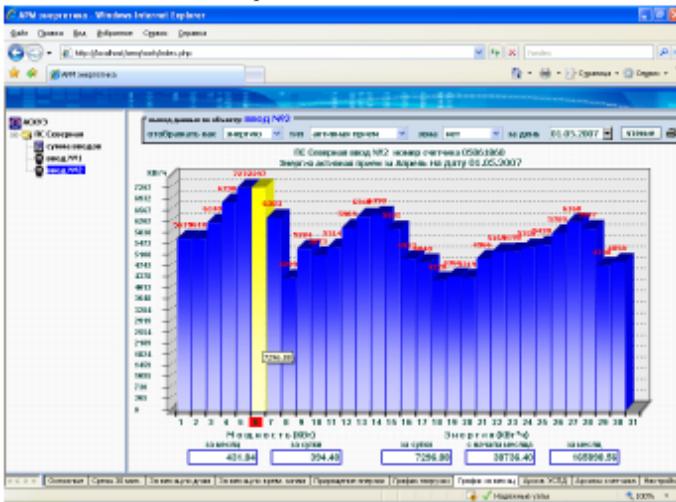


Рис. 28. Закладка «График за месяц». Отображает значения потребленной электроэнергии

При наведении курсора на столбец гистограммы появится подсказка с его значением. Дополнительно над столбцами имеются подписи. Внизу экрана располагаются данные для анализа по мощности и энергии, которые изменяются при перемещении курсора (желтый маркер на временной шкале). Перевод курсора осуществляется однократным щелчком левой кнопкой мыши по столбцу гистограммы. Выбранный столбец гистограммы подсвечивается желтым цветом. Красным маркером на графике отмечен максимум нагрузки (для мощности) или максимальный расход за сутки (для энергии). При печати расположение страницы следует задать как «альбомная».

Закладка «Архив УСПД»

Предоставлена возможность просмотра журнала событий УСПД для контроля работы системы (рис. 29). УСПД фиксирует как собственные события, так и события, возникающие на подключенных объектах. Для удобства просмотра события можно отфильтровать по дате (за любой из последних 30 дней) или по конкретному объекту. Изначально на экран выводятся 20 последних по времени событий. С помощью кнопок управления, расположенных справа журнал событий можно листать.

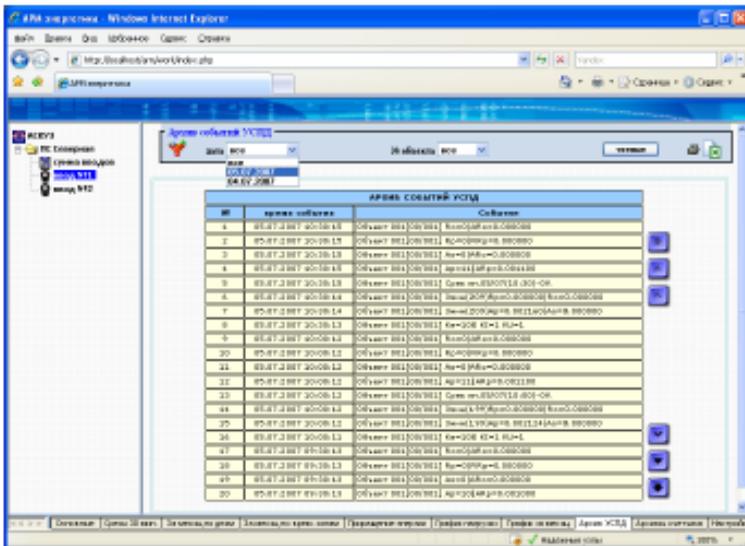


Рис. 29. Закладка «Архив УСПД»

Закладка «Архивы счетчика»

Данная закладка позволяет просмотреть события по выбранному счетчику (рис. 30). Как и на счетчике, выделяются 3 типа событий:

- состояние фаз;
- состояние прибора;
- корректировки.

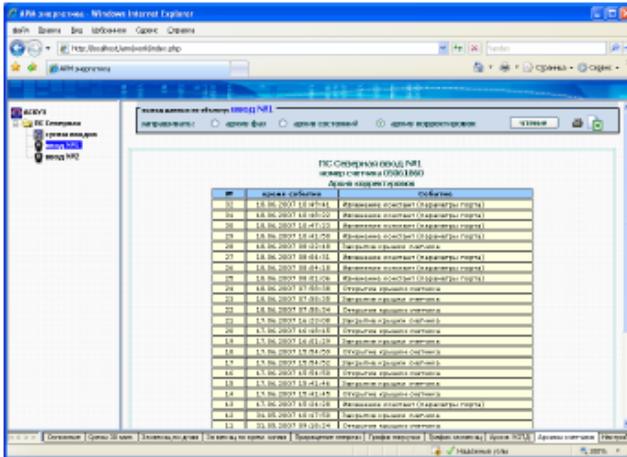


Рис. 30. Закладка «Архивы счетчика»

УСПД хранит по 32 события каждого типа. Архивы могут быть обновлены путем подачи запроса на УСПД.

Дополнительное программное обеспечение.

Вышеперечисленное специальное программное обеспечение работает под управлением операционных систем MS Windows XP, MS Windows 2000 или MS Windows 2003.

Так же при реализации АСКУЭ с применением вышеперечисленного программного обеспечения может дополнительно потребоваться:

- офисный пакет MS Office XP, MS Office 2000 или MS Office 2003;
- WEB-браузер Microsoft Internet Explore версии 6.0;
- бесплатно распространяемый WEB-сервер Apache;
- бесплатно распространяемая СУБД MySQL (если количество приборов учета в АСКУЭ превышает несколько десятков, рекомендуется использовать СУБД Oracle).

3.4. Порядок выполнения работы

1. Ознакомиться с основными разделами и закладками программы.
2. Выполнить индивидуальное задание по вариантам, выданным преподавателем.

Практическое занятие № 4

ИЗУЧЕНИЕ ПОСТРОЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ С ПЕРЕДАЧЕЙ ДАННЫХ ПО БЕСПРОВОДНЫМ КАНАЛАМ СВЯЗИ (РАДИОКАНАЛ, PLC-СВЯЗЬ, GSM-СВЯЗЬ)

4.1. Цель занятия

1. Изучить основные сведения о беспроводных каналах связи в АСКУЭ, основные требования.
2. Изучить модель ISO/OSI.
3. Изучить построение информационно-измерительной системы АСКУЭ с передачей данных по беспроводным каналам связи.

4.2. Программа занятия

1. Рассмотреть основные требования, предъявляемые к каналам связи.
2. Рассмотреть основные принципы разработки сетевых уровней эталонной модели взаимодействия открытых систем.
3. Построение информационно-измерительной системы с передачей данных по радиоканалу.
4. Построение информационно-измерительной системы с передачей данных по сети 0,4 кВ.
5. Построение информационно-измерительной системы с передачей данных по GSM-сети.

4.3. Методические указания

Основные сведения о каналах передачи данных.

Требования, предъявляемые к ним

Сеть связи – линий связи и промежуточного оборудования/промежуточных узлов, терминалов/оконечных узлов, предна-

значенных для передачи информации от отправителя до получателя с заданными параметрами качества обслуживания.

Линия связи представляет собой совокупность физической среды распространения сигналов и оборудования, формирующих специализированные каналы, имеющие определенные стандартные показатели (полосу частот, скорость передачи и т. п.).

Каналом связи называется совокупность технических средств и тракта (среды, кабеля, проводной линии) для передачи сообщений на расстояние.

Каналы связи принято классифицировать по их назначению, характеру колебаний для передачи сообщений, а также по конструктивным и другим признакам.

Каналы связи могут быть непрерывными (аналоговыми) и дискретными (цифровыми).

Основные виды каналов передачи данных:

- кабельные (коаксиальный кабель);
- витая пара (экранированная и неэкранированная витая пара);
- оптоволоконные;
- эфир (радиосвязь, спутниковая, сотовая связь).

Выделяют три типа передачи информации:

- симплексная передача – передача данных в одном, предварительно определенном направлении;
- полудуплексная передача – передача данных, при которой данные пересылаются в обоих направлениях, но только в одном направлении в каждый момент времени;
- дуплексная передача – передача данных, при которой данные пересылаются одновременно в обои направлениях.

Факторы, влияющие на передачу сигнала:

- *помехи или шумы* – любой нежелательный сигнал, который смешивается с сигналом, предназначенным для передачи или приема, и искажает его;
- *скорость передачи данных* – скорость в битах в секунду (бит/с), с которой могут передаваться данные;
- *ширина полосы* – ширина полосы передаваемого сигнала, ограничиваемая передатчиком и природой передающей среды (Гц);

- *пропускная способность канала* – максимально возможная при определенных условиях скорость, при которой информация может передаваться по конкретному тракту связи или каналу;
- *уровень ошибок* – частота появления ошибок.

Основные требования, предъявляемые к каналам связи

1. Для передачи данных по каналу связи нижнего уровня от счетчика к УСПД объекта учета должен использоваться один из каналов: радиоканал, телевизионный проводной канал на основе экранированного коаксиального кабеля, проводной канал связи на основе экранированной витой пары кабеля связи, канал связи на основе внутридомовой электропроводки напряжением 0,4 кВ.

2. Для дистанционной передачи данных с УСПД на более высокий уровень должны использоваться проводные каналы связи (физические линии, выделенные или коммутируемые телефонные каналы), радиоканалы, мобильная сотовая связь и связь на основе переносного носителя данных (интеллектуальный пульт, пластиковая карточка с микропроцессорным чипом, электронный ключ).

Модель ISO/OSI

В начале 1980 года Международная Организация по Стандартизации (*ISO – International Standards Organization*) признала необходимость создания общей модели сети. Эталонная модель под названием «Взаимодействие Открытых Систем» (*OSI – Open Systems Interconnection*) была выпущена в 1984 году.

Модель OSI разделяет задачу сетевого обмена на семь более мелких задач, что упрощает ее решение. Каждый уровень модели OSI соответствует своей подзадаче. Из этого следует, что каждый уровень модели в достаточной степени автономен. Поэтому реальные реализации сетей могут использовать не все уровни, а только часть из них.

Основные принципы разработки сетевых уровней эталонной модели взаимодействия открытых систем:

- уровень должен создаваться по мере необходимости выделения отдельного уровня абстракции;
- каждый уровень должен выполнять строго определенную функцию;

- функции для каждого уровня должны выбираться с учетом создания стандартизованных международных протоколов;

- границы между уровнями должны выбираться так, чтобы поток данных между интерфейсами был минимальным;

- количество уровней должно быть достаточно большим, чтобы различные функции не объединялись в одном уровне без необходимости, но не слишком высоким, чтобы архитектура не остановилась громоздкой.

Одним из важнейших принципов OSI является то, что сетевые системы взаимодействуют друг с другом на одинаковых уровнях модели. Связь между уровнями двух сетевых узлов (горизонтальное взаимодействие) выполняется в соответствии с унифицированными правилами – протоколами. В автономной системе передача данных между уровнями (вертикальное взаимодействие) реализуется через интерфейсы.

В соответствии с этой моделью выделяются следующие уровни (табл. 2).

Таблица 2

Уровни модели OSI		
Модель OSI		
Тип данных	Уровень (layer)	Функции
Данные	7. Прикладной (application)	Доступ к сетевым службам
	6. Представительский (presentation)	Представление и кодирование данных
	5. Сеансовый (session)	Управление сеансом связи
Сегменты	4. Транспортный (transport)	Прямая связь между конечными пунктами и надежность
Пакеты	3. Сетевой (network)	Определение маршрута и логическая адресация
Кадры	2. Канальный (data link)	Физическая адресация
Биты	1. Физический (physical)	Работа со средой передачи, сигналами и двоичными данными

Рассмотрим более подробно данные уровни.

Физический уровень (Physical Layer) обеспечивает передачу битовых потоков без каких-либо изменений между логическими объектами звена данных по физическим соединениям.

На данном уровне определяются базовые механизмы кодирования и декодирования двоичных данных в физическом носителе, а также специфицируются соединители. На физическом уровне определены стандарты, предъявляемые независимыми производителями к средам передачи данных:

- тип передающей среды (медный кабель, оптоволокно, радиоэфир и др.);
- тип модуляции сигнала;
- сигнальные уровни логических дискретных состояний (нуля и единицы).

На физическом уровне выполняются следующие функции:

- активизация и деактивизация физического соединения;
- передача физических сервисных блоков данных;
- административное управление физическим уровнем.

Канальный уровень (Data Link Layer) также носит названия уровень управления передачей данных (Data Link Control, DLC) или уровень звена данных.

На физическом уровне просто пересылаются биты. При этом не учитывается, что в некоторых сетях, в которых линии связи используются (разделяются) попеременно несколькими парами взаимодействующих компьютеров, физическая среда передачи может быть занята. *Поэтому одной из задач канального уровня является проверка доступности среды передачи.*

Другой задачей канального уровня является реализация механизмов обнаружения и коррекции ошибок.

Сетевой уровень (Network Layer) предоставляет средства установления, поддержания и разрыва сетевого соединения, а также функциональные и процедурные средства для обмена по сетевому соединению сетевыми сервисными блоками данных между транспортными логическими объектами.

Сетевой уровень обеспечивает транспортным логическим объектам независимость от функций маршрутизации и ретрансляции, связанных с процессами установления и функционирования данного сетевого соединения.

Этот уровень служит для образования единой транспортной системы, объединяющей несколько сетей с различными принципами передачи информации между конечными узлами.

Транспортный уровень (Transport Layer) обеспечивает передачу данных без каких-либо изменений между сеансовыми логическими объектами и освобождает их от выполнения операций, обеспечивающих надежную и экономически эффективную передачу данных.

Транспортный уровень оптимизирует использование доступных сетевых услуг, чтобы обеспечить пропускную способность при минимальных затратах.

Сеансовый уровень (Session Layer) реализует службу имен (отображение логических имен в сетевые адреса), устанавливает сеансы между службами и создает точки для контрольной синхронизации в случае потери связи, обеспечивает управление диалогом для того, чтобы фиксировать, какая из сторон является активной в настоящий момент, а также предоставляет средства синхронизации.

Уровень представления (Presentation Layer) устанавливает способы представления информации, которой обмениваются прикладные логические объекты или на которую они ссылаются в процессе этого обмена.

Прикладной уровень (Application Layer) является наивысшим уровнем в эталонной модели OSI. Поэтому прикладной уровень не имеет интерфейса с более высоким уровнем. Он является единственным средством доступа прикладных процессов к функциональной среде OSI.

Прикладной уровень поддерживает локальные операционные системы, предоставляя им набор разнообразных протоколов, с помощью которых производится доступ к сетевым ресурсам. Единицу информации на прикладном уровне называют *сообщением (Message)*.

Построение информационно-измерительной системы с передачей данных по радиоканалу

Передача данных по радиоканалу применяется на объектах, где невозможно или затруднительно обеспечить проводную передачу данных. Например, для построения системы АСКУЭ в старых жилых комплексах, где нет инфраструктуры для прокладки проводного интерфейса.

Также передача данных по радиоканалу применяется для построения систем АСКУЭ в частном жилом фонде. В данном случае появляется возможность дистанционного снятия показаний с приборов учета без проникновения к местам установки счетчиков.

Передача данных посредством радиоканала происходит на безлицензионной частоте 433 Гц или 866 МГц. При этом дальность связи может достигать нескольких километров. *(Для справки: «Радиочастоты 434 МГц и 868 МГц обозначают центральную частоту в некоторой полосе частот, где официально разрешено свободное и бесплатное использование радиопередающих устройств, отвечающих определенным требованиям по максимально излучаемой мощности, уровню внеполосных излучений, частоте следования информационных пакетов данных и др. При этом передача данных не стандартизирована, т.е. не существует определенных протоколов обмена данными, которым должны удовлетворять радиопередающие устройства, работающие в данных частотных диапазонах. Любой разработчик имеет полное право разработать собственный протокол обмена данными в районе частот 434 МГц и 868 МГц при условии, что этот протокол обеспечит соответствие физических свойств радиосигнала требованиям местных законодательных органов».)*

В состав информационно-измерительной системы с передачей данных по радиоканалу входят:

- устройство сбора и передачи данных (например, УСПД «Гран-Электро-Быт»-RF, концентратор ЛЕНЭЛЕКТРО 868, УСПД СЕ805 Н-А1-ГХ-11 и т. д.);
- электронные счетчики электрической энергии;
- радиомаршрутизаторы – устройства отвечающие за доставку пакета нужному узлу, поиск и оптимизацию маршрутов к узлам, а также поддержание сети в работоспособном состоянии.

Например, маршрутизатор РМ-01 (рис. 31) предназначен для осуществления беспроводного доступа по радиоканалу к группе электросчетчиков «Гран-Электро СС-301» и «Гран-Электро СС-101» (табл. 3).

Радиоретранслятор (рис. 32) предназначен для обеспечения радиосвязи между удаленными радиомодулями в условиях плотной застройки или рельефа, препятствующих прохождению радиосигнала, что имеет дополнительный потенциал для увеличения дальности связи (табл. 4).

Основные технические характеристики маршрутизатора РМ-01

Наименование характеристики	Значение параметра
Номинальная частота, МГц	868,35
Максимальная мощность выходного сигнала, дБм	5
Чувствительность приемника, дБм	-99
Метод модуляции	FSK
Номинальное напряжение питания, В	24
Тип интерфейса	RS-232 и RS-485*
Габаритные размеры, мм	95 x 55 x 60
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96	IP40
Рабочий диапазон температур, °С	от минус 25 до плюс 55

*– Обмен данными по двум интерфейсам одновременно не поддерживается

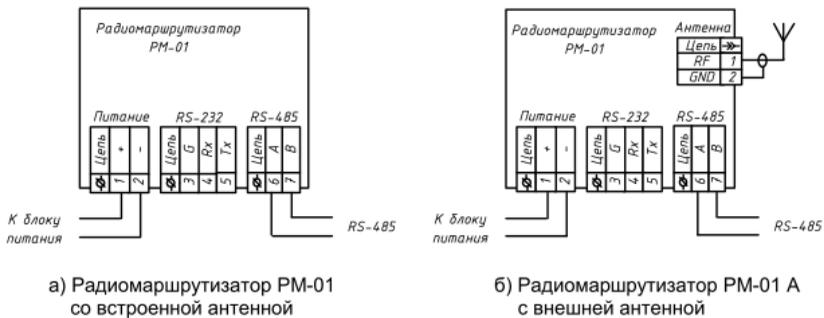


Рис. 31. Схема подключения внешних устройств

Основные технические характеристики радиоретранслятора РР-01

Наименование характеристики	Значение параметра
Номинальная частота, МГц	868,35
Максимальная мощность выходного сигнала, дБм	5
Чувствительность приемника, дБм	-99
Номинальное напряжение питания, В	~ 230
Потребляемая мощность, ВА, не более	3
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96	IP65
Рабочий диапазон температур, °С	от минус 25 до 70
Масса (без внешней антенны), кг, не более	0.25
Габаритные размеры, мм, не более	145 x 90 x 41

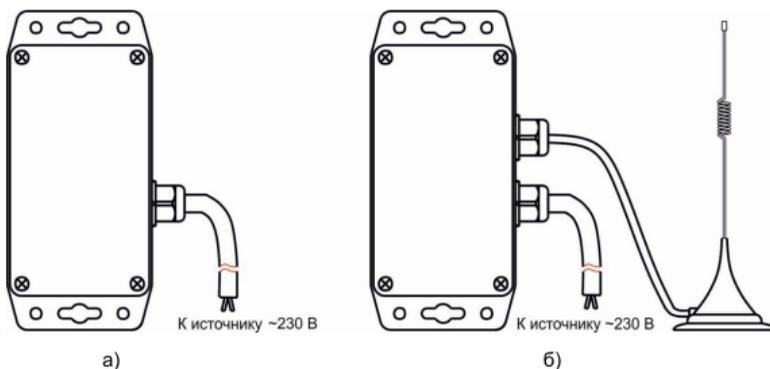


Рис. 32. Внешний вид радиоретранслятора PP-01

Основой системы является УСПД, предназначенное для сбора, обработки, хранения и передачи информации в цифровом виде от счетчиков электрической энергии на верхний уровень АСКУЭ.

Основными достоинствами передача данных от счетчиков к УСПД по радиоканалу:

- сокращение трудозатрат и стоимость монтажа системы, т.к. отпадает необходимость прокладывать информационные кабели;
- отсутствие каких-либо платежей за передачу данных;
- не требуется получения разрешений;
- высокое качество и скорость передачи данных, т.к. передача идет по радиоканалу на частоте 868 МГц и применяется кодирование данных;
- оборудование, используемое для передачи данных, не конфликтует с другими системами и не создает помех, т.к. представляет собой кластерную структуру (аналог сотовой связи);
- данные от счетчиков доступны 24 часа в сутки, 365 дней в году и в любом объеме;
- неограниченная по наполненности сеть передачи и сбора данных;
- универсальная легко масштабируемая система, имеет единую топологию и принципы построения для коммунального и мелкомоторного секторов.

Примеры построения систем АСКУЭ приведены на рис. 33, 34.

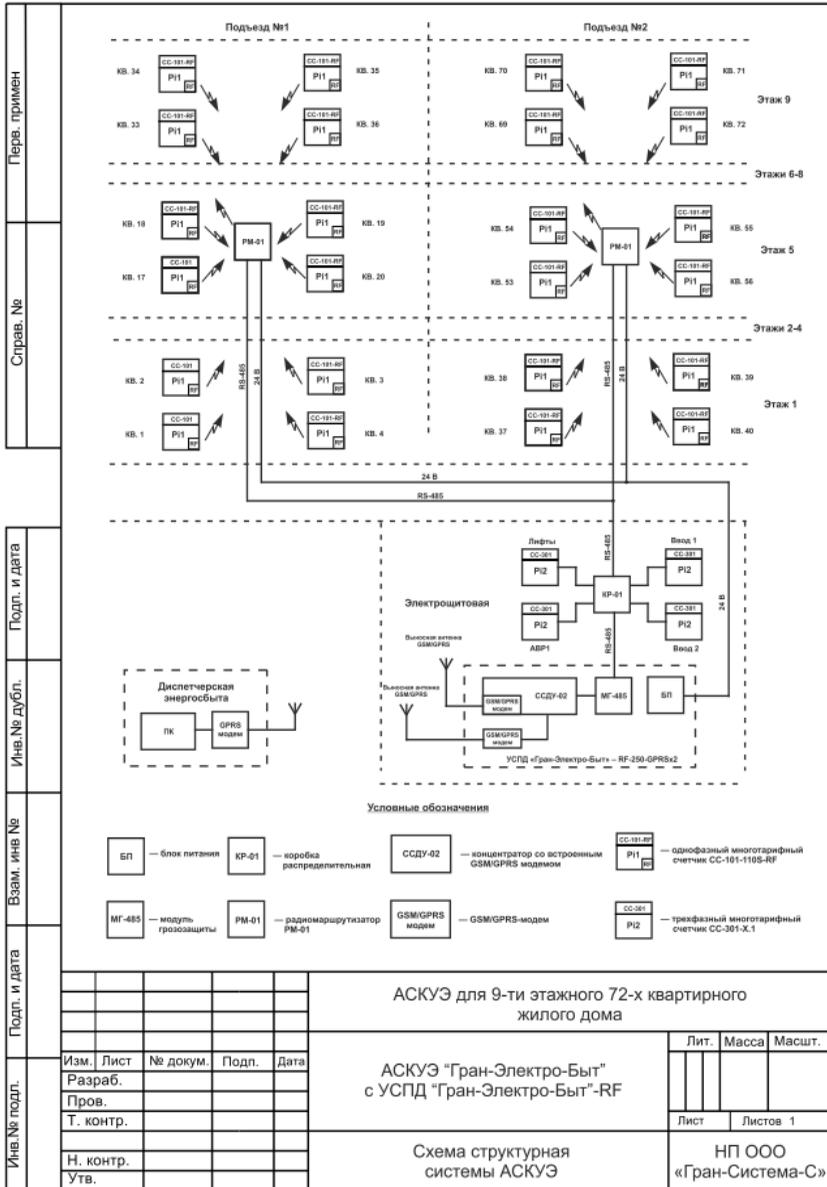


Рис. 33. Пример построения системы АСКУЭ для 9-этажного 72-квартирного жилого дома с использованием УСПД «Гран-Электро-Быт»-RF

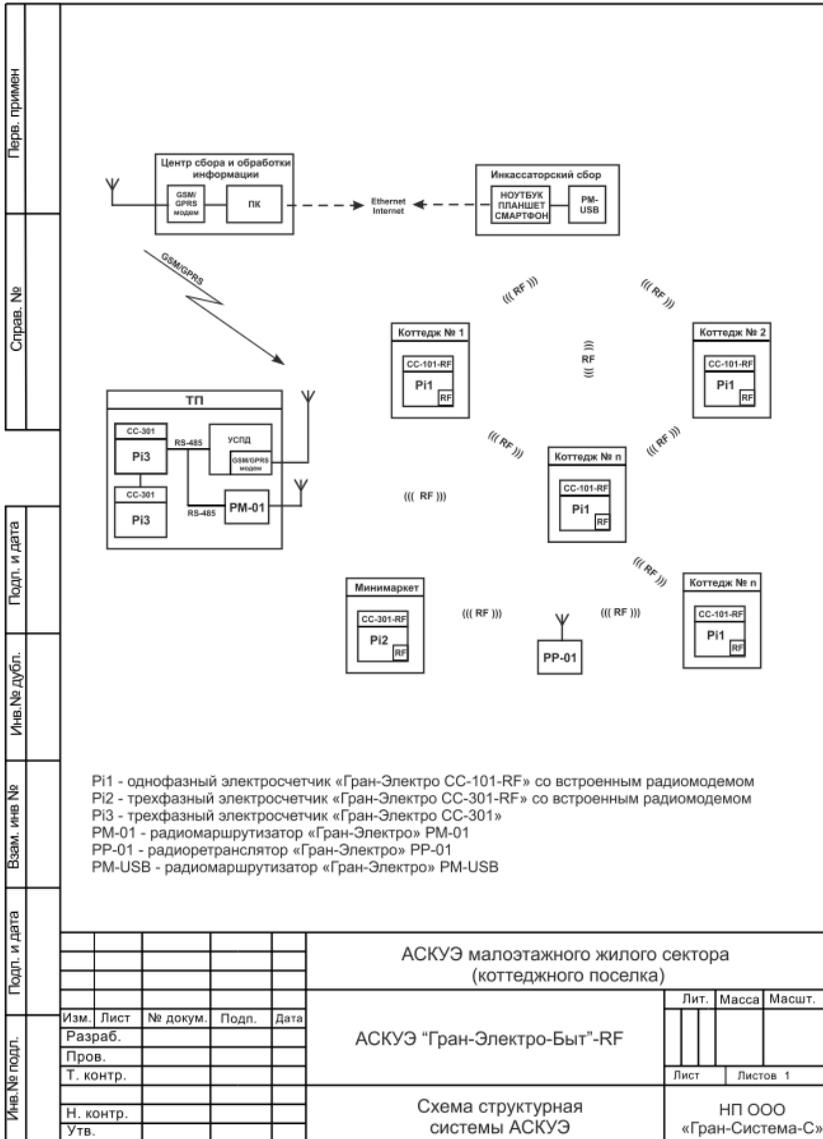


Рис. 34. Пример построения системы АСКУЭ «Гран-Электро-Быт»-RF для малоэтажного жилого сектора (коттеджного поселка)

Построение информационно-измерительной системы с передачей данных по сети 0,4 кВ

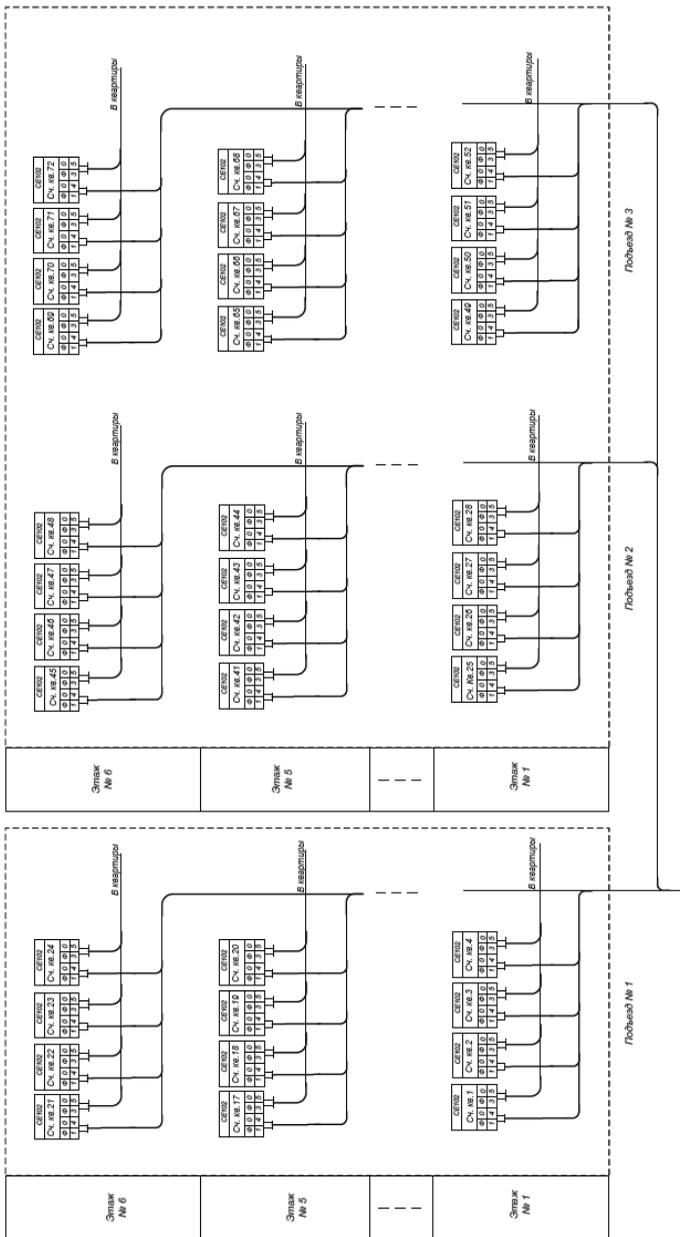
Технология PLC (Power-Line-Communication) осуществляет передачу данных непосредственно по сетевым проводам 0,4 кВ. Это своеобразная трасса для передачи данных от счетчика к устройству сбора и передачи данных. Использование PLC-технологий при построении АСКУЭ особенно актуально и перспективно. Система передачи информации по PLC-связи позволяет в режиме реального времени считывать показания счетчиков как в частных, так и в многоквартирных домах, включенных в систему АСКУЭ.

Основой технологии PowerLine является использование частотного разделения сигнала, при котором высокоскоростной поток данных разбирается на несколько относительно низкоскоростных потоков, каждый из которых передается на отдельной поднесущей частоте с последующим их объединением в один сигнал. Реально в технологии PowerLine используются 1536 поднесущих частот с выделением 84 наилучших в диапазоне 2–34 МГц.

В состав системы связи входят передатчик, приемник, транспортная среда и сигнал. В типовой PLC-системе передатчик модулирует и вводит сигнал в линию электропередачи (см. рис. 36). К числу факторов, которые влияют на характеристики и надежность PLC-системы, относятся уровень передаваемого сигнала, шум в линии электропередачи, импеданс сети, используемый протокол и чувствительность приемника. Приемник на другом конце линии связи демодулирует сигнал и извлекает из него данные. Любой шум в среде также искажает сигнал при его распространении по линии.

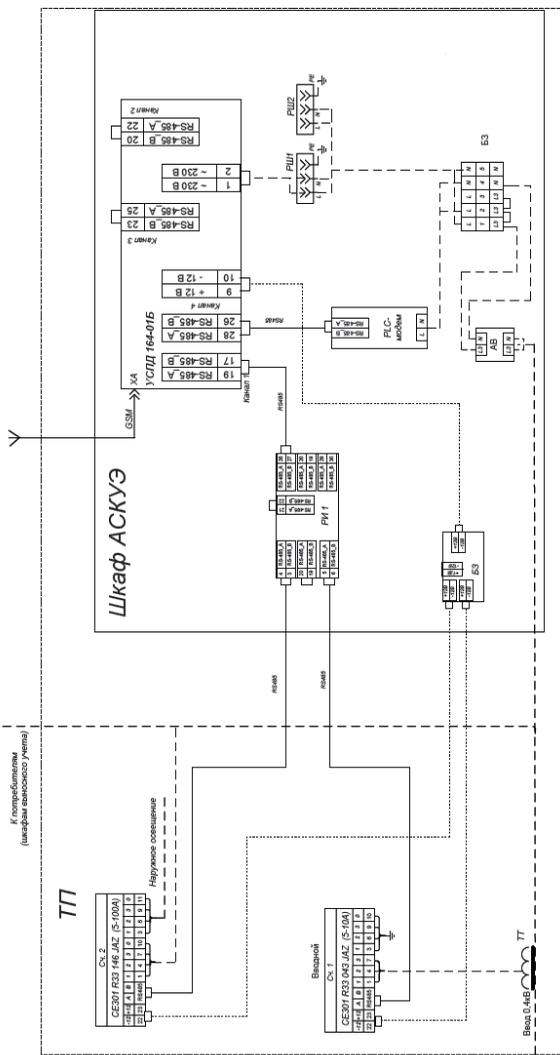
Рассмотрим типовую структурную схему АСКУЭ (с использованием оборудования «Энергомера») с технологией передачи данных Power-Line-Communication (рис. 35–37).

В данных системах применяются как внешние PLC-модемы («Электронный модем CCDI-0005», «Коммуникатор ШМ-16» и др.), так и встроенные в счетчики электроэнергии и УСПД («Энергомера CE-102, CE-301», «Teletec MTX1, MTX3, NP-06», «Матрица NP515, NP71, NP545, NP73», «Роутер MTX RT 6L1E5/G-3», «Роутер RTR LV/GSM», «Роутер RTR512» и др.).



От балансного счетчика № 3
в электрической
Сист. с/здания
Этаж ПС

Рис. 35. Типовая схема АСКУЭ многоквартирного жилого дома с РПС-моделем



Условные обозначения

- Информационные цепи
- Цепи питания 220В (0,4 кВ)

Рис. 37. Типовая схема эАСКУЭ на трансформаторной подстанции с опросом удаленных точек по PLC; УСПД – устройство сбора и передачи данных УСПД-164-01Б; РИ – разветвитель интерфейсов; БЗ – блок зажимов; РШ – розетка; Сч.1-Сч.3 – счетчик типа СЕ301; PLC-модем – модем ССДИ 0005

Основные достоинства применения данной технологии: передача данных от счетчиков к УСПД осуществляется непосредственно по существующей силовой сети 0,4 кВ, что сокращает трудозатраты на выполнение строительно-монтажных работ и снижает стоимость использованных материалов, т.к. отпадает необходимость прокладывать всевозможные информационные кабели.

Однако данная система имеет ряд важных недостатков:

- на передачу данных в сети может повлиять любое устройство с реактивной составляющей в нагрузке – люминесцентные лампы, импульсные блоки питания (начиная от блоков питания мобильных телефонов, заканчивая бытовой техникой), двигатели и др. При этом, если система налажена и работает, то никто не даст стопроцентной гарантии, что со временем (заселение жильцов дома, добавление оборудования в офисном здании и др.) передача данных в системе будет осуществляться как положено. Остается надежда на «ночные часы», когда большая часть оборудования выключается, что позволяет системе собрать недостающие данные. Таким образом данную технологию следует применять лишь в системах, в которых своевременность поступления данных (оперативная информация) не критична;

- при передаче сигналов по бытовой электросети могут возникать большие затухания в передающей функции на определенных частотах, что может привести к потере данных. В технологии PowerLine предусмотрен специальный метод решения этой проблемы – динамическое включение и выключение передачи сигнала (dynamically turning off and on data-carrying signals). Суть данного метода заключается в том, что устройство осуществляет постоянный мониторинг канала передачи с целью выявления участка спектра с превышением определенного порогового значения затухания. В случае обнаружения данного факта, использование этих частот на время прекращается до восстановления нормального значения затухания, а данные передаются на других частотах.

Построение информационно-измерительной системы с передачей данных по GSM-сети

Организация каналов передачи данных между удаленными объектами является актуальной задачей при создании автоматизированных систем сбора и передачи информации в рамках систем

учета энергоресурсов, безопасности и оповещения, удаленного контроля и мониторинга, регулирования транспортных потоков, управления уличным освещением.

Несмотря на существующую относительно высокую стоимость передачи данных, применение сотовой связи имеет ряд ощутимых преимуществ. Самым весомым из них является мобильность системы, основанной на использовании существующих GSM-сетей (рис. 38). Такая система будет постоянно доступна для получения или отправки данных на дальние расстояния как от УСПД в энергоснабжающую организацию, так и от счетчиков к УСПД. Быстрое время развертывания таких систем позволяет существенно сократить сроки создания проектов.

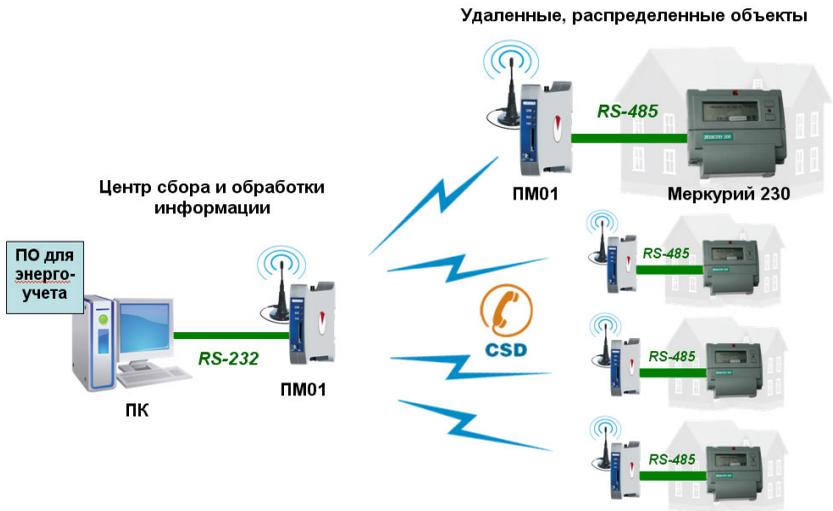


Рис. 38. Типовая схема АСКУЭ с применением GSM-связи

Рассмотрим более подробно данную схему. По отчетным дням или запросу оператора ДП в соответствии с программой, установленной на ПК, производится последовательный опрос подключенных через модем электросчетчиков с последующей обработкой считанной информации. Опрос производится путем дозвона модема из Центра сбора информации на удаленные модемы, находящиеся в режиме автоподъема трубки. После подъема трубки

удаленным модемом устанавливается прозрачный канал связи между электросчетчиком и ПО в Центре сбора информации, которое производит считывание данных.

Применяемое оборудование и связь:

- счетчик электрической энергии «Меркурий 230»;
- GSM-модем ПМ01-220.В (только RS-485, питание 220 В);
- ПК со специализированным ПО;
- GSM-модем ПМ01-220.АВ (RS-232/RS-485, питание 220 В);
- в качестве канала связи используется GSM-канал в режиме CSD («модем-модем»).

GSM (Global System for Mobile Communications) – глобальный цифровой стандарт для мобильной сотовой связи, с разделением частотного канала по принципу TDMA и средней степенью безопасности.

Сеть GSM включает три основных части:

- мобильные или стационарные станции (MS), которые перемещаются с абонентом;
- подсистему базовых станций (BSS), которая управляется радиолинией связи с мобильной станцией;
- подсистему коммутации (SSS), главная часть которой – центр коммутации мобильной связи (MSC) выполняет коммутацию между мобильными станциями и между мобильными или стационарными сетевыми пользователями.

Алгоритмы функционирования систем сотовой связи характеризуются следующим.

1. Когда мобильная станция MS находится в режиме ожидания, ее приемное устройство постоянно сканирует либо все каналы системы, либо только управляющие каналы.

2. Для вызова абонента всеми базовыми станциями BTS по каналам управления передаются сигналы вызова.

3. Мобильная станция MS вызываемого абонента при получении сигнала вызова отвечает по одному из свободных каналов управления.

4. Базовые приемопередающие станции (BTS – Base Transceiver Station), принявшие ответный сигнал, передают информацию о его параметрах в центр коммутации мобильной связи MSC (Mobile Switching Center), который переключает разговор на ту базовую станцию, где зафиксирован максимальный уровень сигнала мобильной станции MS вызываемого объекта.

5. Во время набора номера мобильная станция вызываемого абонента занимает один из свободных каналов BTS, уровень сигнала которой в данный момент максимален.

6. По мере удаления вызываемого абонента от BTS или связи с ухудшением условий распространения радиоволн уровень сигнала уменьшается, что ведет к ухудшению качества связи.

7. Улучшение качества разговора достигается путем автоматического переключения вызываемого абонента на другой канал радиосвязи.

В системах АСКУЭ применяются как внешние GSM/GPRS-модемы (Cinterion MC52i, Conel ER75i (Siemens), УСД-01 (02), Коммуникатор GSM/GPRS, GSM-GPRS коммуникатор «Гран-GPRS» и др.), так и встроенные в счетчики электроэнергии и УСПД («Гран-Электро СС-301», «MTX 3Rxx.xx.xxx-GO4», «Альфа А1140, А1700, А1800», «Энергомера СЕ301, СЕ303», УСПД «СЭМ-3», «164-01Б», «Роутер MTX RT 6L1E5/G-3», «Роутер RTR LV/GSM» и др.).

Основные достоинства: уже сформированная инфраструктура сотовой сети с достаточно большим покрытием территории, большой выбор оборудования.

Недостатки: взимаемая оператором сотовой связи плата за услугу передачи данных (за исключением закрытых абонентских групп и некоторых тарифных планов), зависимость от работоспособности оборудования оператора сотовой связи, уровень GSM-сигнала в спецпомещениях (ТП, РП, подвальные помещения и др.) зачастую низок, что требует дополнительных монтажных мероприятий по установке внешних антенн.

Типовые требования, предъявляемые к GPRS-каналам связи:

1. Должен обеспечиваться постоянный и «одновременный» доступ ко всем приборам учета с применением пакетной передачи данных на средней скорости 20 кбит/с. Фактически это означает необходимость применения EDGE («улучшенный» GPRS), так как средняя скорость на GPRS в загруженных сотах составляет примерно 10 кбит/с, а в EDGE – 30 кбит/с.

2. Должна быть обеспечена встроенная система безопасности сети. Система безопасности должна строиться на нескольких уровнях:

- защита SIM-карты от ее использования не по назначению за счет применения автоматического ввода PIN-кода доступа (кото-

рый хранится в модеме и не доступен для чтения) или специальных SIM-карт с блокировкой по IMEI первого устройства (надежно, но менее удобно при эксплуатации);

- использование APN (Access Point Name, имя точки доступа), выделенного GSM-оператором под конкретный проект, с аутентификацией доступа;

- на уровне передачи по радиоканалу между модемом и SGSN (Serving GPRS Support Node, узел обслуживания абонентов GPRS) применяются алгоритмы шифрации GEA1, 2, 3;

- участок передачи данных между GSM-оператором и центром обработки должен строиться на базе VPN-туннеля с возможностью применения сертифицированных протоколов шифрования – GRE (Generic Routing Encapsulation), IPIP (IP over IP) и IPSec. Данная услуга предоставляется GSM-оператором;

- применение дополнительного контроля идентификаторов при установлении TCP/IP сокета и контроль используемых телефонных номеров при CSD-соединении. Необходимо отметить, что встраивание в модемы дополнительных средств криптографической защиты регламентируется государственными органами и фиксируется в декларации соответствия.

3. Обеспечение надежности канала передачи:

- резервирование канала связи. Может быть осуществлено на нескольких уровнях:

- обеспечение автоматического перехода на SIM-карту резервного GSM-оператора с автоматическим возвратом на SIM-карту основного оператора. Данный подход целесообразен для систем, требующих повышенной надежности, например, имеющих функции управления, так как увеличивает организационно-финансовые затраты;

- обеспечение возможности перехода на CSD-канал при неисправности GPRS/EDGE в рамках одного GSM-оператора – достаточно для большинства АИИС КУЭ;

- обеспечение передачи SMS-сообщений при нештатных ситуациях на входах пожарно-охранных шлейфов;

- обеспечение гарантированной и подтвержденной доставки информации. Фактически данное требование обеспечивается применением TCP/IP;

- контроль напряжения питания и возобновление работы после его восстановления. Модем должен автоматически устанавливать соединение при подаче питания;

- выполнение автоматической перезагрузки в случае возникновения нештатных аппаратно-программных ситуаций.

4. Используемые тарифы GSM-оператора должны быть оптимизированы для решения задач АИИС КУЭ.

При выборе тарифного плана необходимо обратить внимание на следующие аспекты:

- тип предоставляемого IP-адреса:
 - локальный динамический – наиболее распространенный и дешевый;
 - публичный динамический – может использоваться только для связи между двумя модемами;

- локальный статический – интересен, если модемы будут использоваться в режиме «сервер», предоставляется только в корпоративных тарифах;

- публичный статический – как правило, не предоставляется;
- наличие абонентской платы, объем входящего в нее GPRS-трафика и стоимость передачи 1 Мбайт данных;

- порог округления трафика (чем меньше, тем лучше, но не более 1...2 кбайт) и период тарификации (чем больше, тем лучше, минута и более). Поясним: при обычной схеме «запрос (например, 32 байт) – ответ (например, 256 байт)» и времени доставки 15 секунд за 1 минуту фактически будет передано 576 байт, а платить придется за 1 кбайт;

- тарифицируется ли факт предоставления IP-адреса;
- блокируется ли SIM-карта после превышения порогового количества установки GSM/GPRS сессий (для получения неблокируемой карты, возможно, надо заключить дополнительный договор с оператором);

- предоставление выделенного APN, возможность и стоимость организации VPN-туннеля и шифрации в нем данных;

- возможность кроме GPRS/EDGE использовать CSD (рекомендуется проверить устойчивость работы и наличие V.110, а не V.32) и SMS для резервирования (и их тарифы);

- наличие поддержки GPRS/EDGE в предполагаемой зоне применения;

- отсутствие ограничений на длительность соединения;
- периодичность и время перезагрузки серверов (применяется для «обрыва» неиспользуемых сокетов).

5. Обеспечение возможности удаленного конфигурирования и управления приборами учета.

Поддержка прозрачного канала (и «склеивание» пакетов на стороне приема), как правило, обеспечивает возможность удаленного конфигурирования и управления. Отдельно необходимо выделить поддержку коррекции времени в приборах учета (не имеющих собственных средств синхронизации, например по GPS) для удовлетворения требованиям СОЕВ (система обеспечения единства времени). Непосредственная коррекция времени по GPRS с необходимой точностью затруднена (в том числе при использовании Network Time Protocol – NTP). Применение эталона времени с передатчика «соты» также затруднительно. Для коррекции можно использовать временный переход на резервный CSD-канал, что обеспечивает точность лучше 0,5 с.

6. Возможность подключения к одному модему до 32 счетчиков. Выполнение данного требования обеспечивается наличием в модеме интерфейса RS-485.

7. Наличие технологического программного обеспечения, поддерживающего процессы монтажа, настройки, ввода в эксплуатацию и дальнейшего обслуживания. Выполнение данного требования представляется достаточно значимым, так как без возможности автоматизации ввода настроек в модем, формирования «паспорта» радиообстановки при монтаже антенны, дистанционного изменения настроек и загрузки нового ПО в модем непосредственно на объекте строить и эксплуатировать сети передачи данных, имеющие более 30–40 точек учета, достаточно сложно и неэффективно.

8. Рабочий диапазон температур от –40 до +70 °С.

Модемы нескольких производителей имеют рабочий диапазон от –40 до +70 °С. Но необходимо обратить внимание, что обычные SIM-карты формально в данном диапазоне не работают. Исследования в термокамере показали, что фактически SIM-карты всех операторов работают до –40 °С.

9. Требования по безопасности и электромагнитной совместимости.

4.4. Индивидуальные задания

Выполнить индивидуальные задания по вариантам, выданным преподавателем.

Практическое занятие № 5

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В БЫТОВОМ СЕКТОРЕ «АСКУЭ-быт»

5.1. Цель занятия

1. Изучить варианты организации и построения АСКУЭ в бытовом секторе.
2. Изучить функциональное описание системы сбора, хранения и обработки данных «АСКУЭ-быт» на базе электронных счетчиков электроэнергии СС-301 и СС-101.
3. Изучить УСПД «Гран-Электро-быт».

5.2. Программа занятия

1. Рассмотреть особенности организации АСКУЭ в коммунально-бытовом секторе, общие требования к системе.
2. Изучить основные характеристики и функциональные возможности УСПД «Гран-Электро-быт».
5. Выполнить сбор данных по электропотреблению по заданию.

5.3. Краткие теоретические сведения

В Республике Беларусь доля коммунально-бытовых потребителей вместе с агропромышленным сектором в общем потреблении электроэнергии превышает 20 % и имеет тенденцию к росту. Существенна их нагрузка в утренний и вечерний максимумы энергосистемы. Именно поэтому в стране в последние годы в рамках программы массовой модернизации расчетных средств приборного учета электроэнергии идет процесс создания АСКУЭ многоквартирных и многоквартирных жилых домов.

Расширение коттеджного строительства в городах и сельской местности (аглогородках) приводит как к дополнительному удельному росту электропотребления в быту в расчете на одного потре-

бителя, так и к увеличению хищений электроэнергии, которые в территориально распределенных коттеджных поселках с протяженными и открытыми линиями электропередачи 10/0,4 кВ выполняются легче и проще, чем в многоквартирных жилых домах с защищенной и скрытой электропроводкой.

Основные цели создания «АСКУЭ-быт»:

- замена технологии эпизодического «ручного» съема потребителем значений потребленной электроэнергии с табло электросчетчика современной технологией автоматизированного учета на базе электронных электросчетчиков с дистанционным сбором их показаний;

- повышение точности и достоверности приборного учета электроэнергии, расчетов между поставщиками и потребителями по действующим и перспективным тарифным системам, выявления фактического состояния электропотребления в быту;

- повышение оперативности сбора данных по учету электроэнергии с целью контроля за потреблением и снижением задержек по оплате потребленной электроэнергии;

- оперативное выявление потерь и безучетного потребления электроэнергии с целью безотлагательного принятия мер по их предотвращению и экономии электроэнергии в коммунально-бытовом секторе;

- снижение издержек ручного труда на сбор и обработку данных об электропотреблении;

- непрерывный контроль за исправной работой всех средств учета электроэнергии;

- предоставление потребителям оперативных и исчерпывающих данных о фактическом электропотреблении и его стоимости;

- рациональное расходование электроэнергии в коммунально-бытовом секторе.

Основные задачи «АСКУЭ-быт»:

- измерение, сбор, накопление, отображение, документирование, обработка и распределение достоверной, узаконенной и защищенной информации об электропотреблении в каждой точке коммерческого учета объекта коммунально-бытового сектора;

- обеспечение оперативного расчета баланса и определения небаланса по объектам и субъектам учета с целью выявления неэфф- фективного или электропотребления без учета;

- предоставление объективной информации поставщикам и потребителям о фактическом электропотреблении с целью информирования, прогнозирования и расчетов между ними;

- обеспечение автоматического и автоматизированного сбора данных учета в пределах объекта или субъекта со всех точек учета с использованием различных каналов связи с целью повышения оперативности и точности учета и расчетов;

- обеспечение оперативного контроля за потреблением электроэнергии по объектам и субъектам учета в соответствии с временными зонами применяемых тарифных систем и действующих со стороны поставщиков временными или объемными ограничениями на потребление электроэнергии в целях обеспечения экономической и энергетической безопасности общества в бытовом секторе;

- оперативный контроль за рабочим состоянием удаленных средств учета электроэнергии, их тестирование с целью минимизации затрат на их эксплуатацию и быстрое восстановление при выходе их из строя.

Общие требования к системе:

1. «АСКУЭ-быт» многоквартирного жилого дома (рис. 39) должна содержать однофазный многотарифный двухпроводного подключения электронный счетчик для каждой отдельной квартиры на этаже и общедомовые трехфазные электронные электросчетчики, подключаемые совместно с квартирными электросчетчиками через канал связи нижнего уровня к общедомовому УСПД, которое в автоматическом режиме и с заданной периодичностью или по запросу должно собирать по цифровому интерфейсу данные учета с квартирных и общедомовых счетчиков, накапливать и передавать эти данные на верхний уровень «АСКУЭ-быт» по дистанционным каналам связи или на переносной пульт инспектора «АСКУЭ-быт», подключаемому к общедомовому УСПД непосредственно через разъем, оптопорт или дистанционно с помощью близкодистойвующей радиосвязи.

2. «АСКУЭ-быт» индивидуального жилого дома (рис. 40) должна содержать на дом один однофазный и/или трехфазный электронный электросчетчик (в зависимости от мощности нагрузки) с возможностью дистанционного или локального доступа к нему со стороны верхнего уровня «АСКУЭ-быт» или портативного пульта инспектора филиала «Энергосбыт».

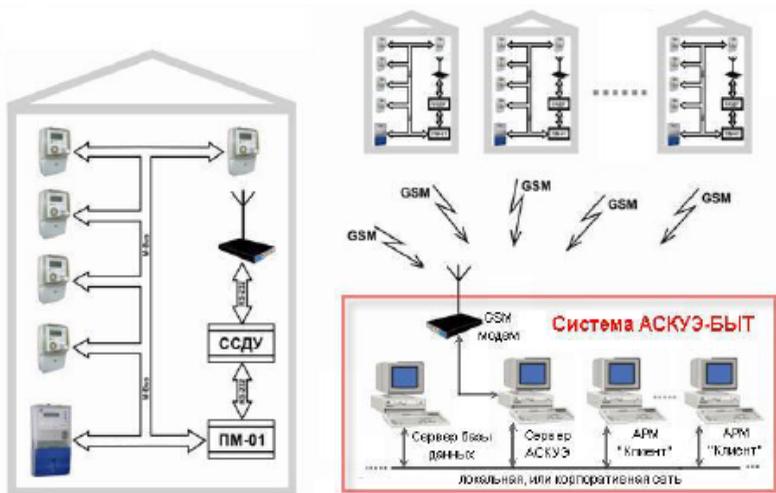


Рис. 39. Схема учета потребления электроэнергии в многоквартирных жилых домах



Рис. 40. Схема учета потребления электроэнергии в коттеджном поселке

Допускается для «АСКУЭ-быт» индивидуального жилого дома использование счетчика с функцией предоплаты с передачей данных учета в энергоснабжающую организацию или иную контроли-

рующую организацию с помощью электронного ключа или пластиковой карточки (например ACE 9000, DDSY283, СТК 10В и т. д.).

3. «АСКУЭ-быт» должна работать в реальном времени и проводить сбор накопленной информации только по цифровому интерфейсу.

4. «АСКУЭ-быт» в автоматическом режиме на верхний уровень должна передавать только суммарное потребление в каждой точке учета с разбивкой его по тарифным зонам за расчетный период (месяц). Все остальные данные система должна передавать только по запросу контролирующего персонала.

5. В случае сбора данных с помощью переносного компьютера в него должна сохраняться вся накопленная информация за последний расчетный период или запрошенная контролирующим персоналом информация.

6. «АСКУЭ-быт» должна обеспечивать синхронизацию времени во всех входящих в систему счетчиках.

7. «АСКУЭ-быт» должна дать возможность пользователю в режиме реального времени обратиться к любому счетчику, зарегистрированному в системе, для считывания необходимых показаний/данных параметрирования (за свободно выбранный период), не используя никакой дополнительной аппаратуры/программ на своем рабочем месте.

8. Контролирующему персоналу системы, имеющему полномочия, разрешить в режиме прямого доступа посмотреть данные параметрирования, а при знании пароля счетчиков разрешить их параметрирование.

5.4. Описание лабораторного учебного стенда АСКУЭ на основе УСПД «Гран-Электро-Быт»-М-120

АСКУЭ «Гран-Электро-Быт» предназначена для обеспечения учета потребления электроэнергии и дистанционного считывания показаний квартирных счетчиков, счетчиков учета общедомового потребления электроэнергии, а также балансных (установленных на вводах) счетчиков как для многоэтажного, так и для малоэтажного жилых секторов. Система рассчитана на совместную работу со счетчиками по цифровым интерфейсам M-Bus и/или RS-485.

Схема подключения и внешний вид УСПД изображены на рис. 41, 42.

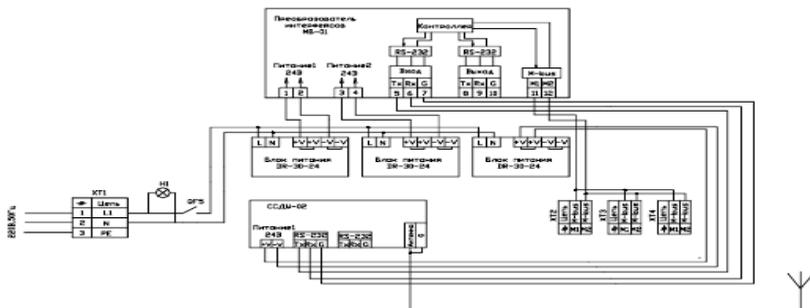


Рис. 41. Схема подключений УСПД «Гран-Электро-Быт»-М-120

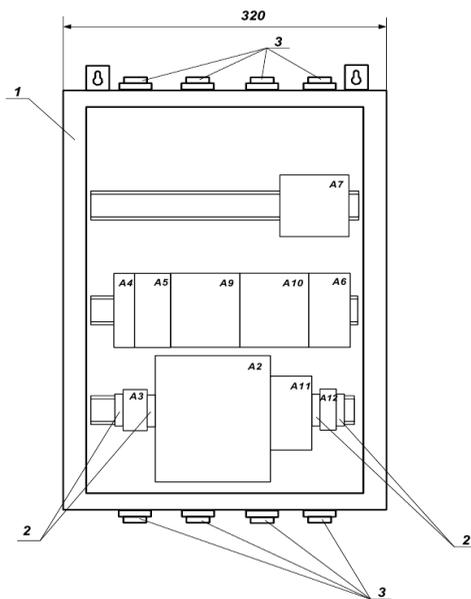


Рис. 42. Внешний вид УСПД «Гран-Электро-Быт»-М-120:

- 1 – шкаф металлический; 2 – фиксатор для несущего профиля; 3 – гермоввод;
 А2 – контроллер ССДУ-02; А3 – колодка клемная; А4 – лампа сигнальная;
 А5 – выключатель автоматический; А6 – розетка; А8 – антенна;
 А9-А12 – блок питания

Основные технические характеристики УСПД приведены в таблице 5.

Таблица 5

Основные технические характеристики УСПД	
Наименование характеристики	Значение параметра
Количество точек учета	До 120
Напряжение питания от сети переменного тока с частотой 50 Гц	От 184 до 264 В
Время хранения информации при отключении питания	В течение срока службы
Дискретность задания границ тарифных зон суток	30
Количество тарифных зон суток	4
Количество тарифных сезонов	12
Время установления рабочего режима, мин не более	1
Время непрерывной работы	Не ограничено
Потребляемая мощность, В*А, не более	150
Габаритные размеры, мм, не более	555×420×125
Масса, кг, не более	15
Установленный рабочий диапазон температур, °С	От –25 до +55
Класс оборудования по степени защиты	IP 54
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50 000
Средний срок службы, лет, не менее	24

5.5. Методические указания с работой ПО системы «АСКУЭ-быт» производства НПО «Гран-Система-С»

5.5.1. Выполнить запуск приложения «Гран-Электро», в результате чего на экране монитора выставляется программный запрос пароля для входа пользователя в базу данных (рис. 43). Комплект программ «АСКУЭ-быт» использует для входа в работу имя пользователя *SYSDBA* и пароль *masterkey*.

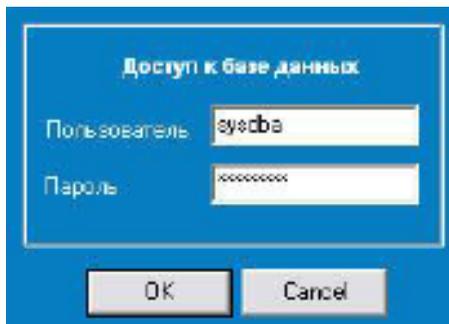


Рис. 43. Запрос пароля при запуске программ

При достоверном вводе пользователем пароля, программа проверяет наличие таблиц в базе данных Firebird, и при положительном завершении теста выставляет заставку с логотипом и реквизитами фирмы разработчика (рис. 44).



Рис. 44. Заставка программы

5.5.2. В «Блокноте» сервера «АСКУЭ-быт» выбрать щелчком «мышью» закладку «Абоненты» (рис. 45), установить объект учета – *Минская область, г. Минск, ул. Гая, дом 14.*

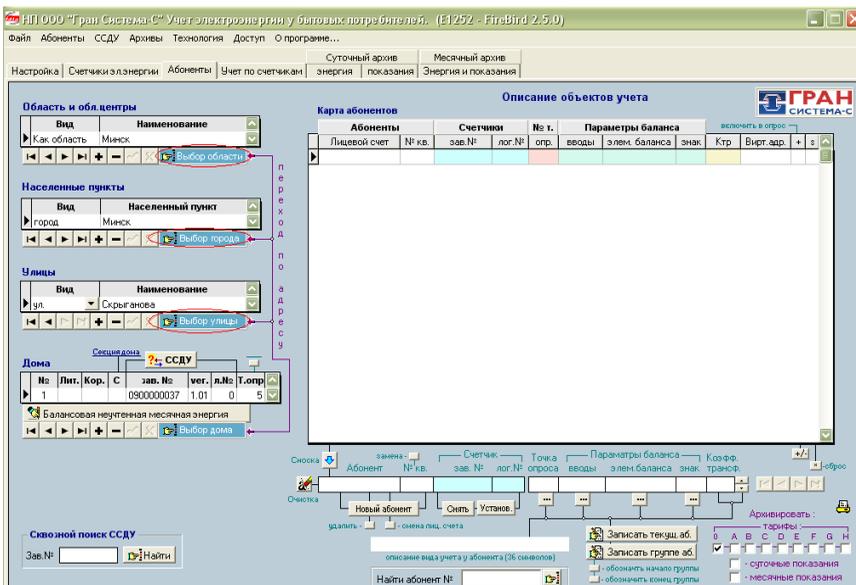


Рис. 45. Экранная страница «Абоненты»

Данные внести в таблицу 6.

Таблица 6

Описание объекта учета

Узлы ССДУ	Тип узла	Зав. номер	Статус	Сет. адрес	Вирт. адрес	Дата изготовления	Лицевой счет
1	2	3	4	5	6	7	8

5.5.3. Вызвать форму для чтения основных параметров и конфигурации ССДУ нажатием кнопки «ССДУ» (рис. 46) и затем активировать раздел всплывающего меню «Конфигурация и импорт абонентов» (рис. 47).

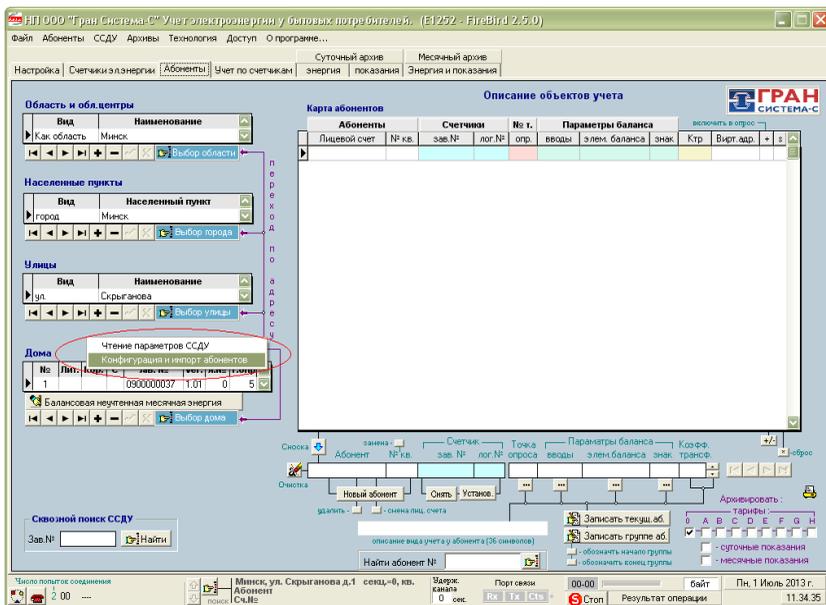


Рис. 46. Запись устройства СЧДУ в таблицу «Описание объекта учета»

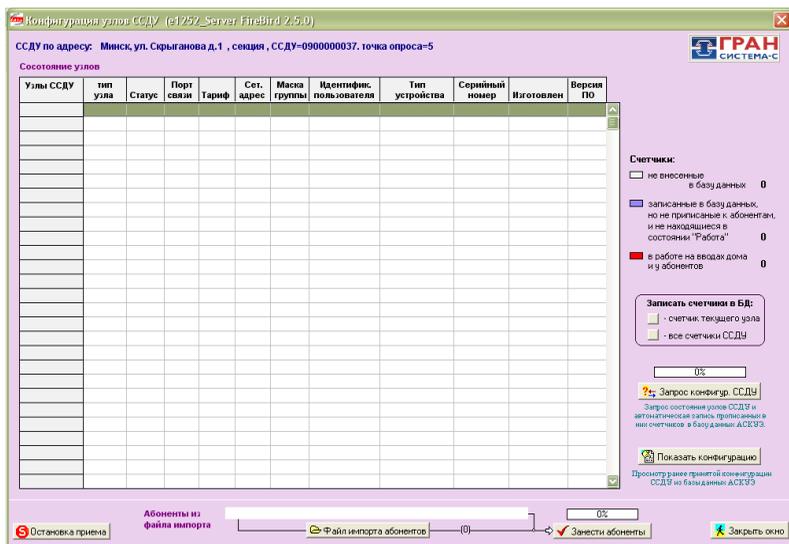
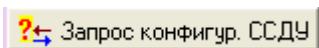


Рис. 47. Экранная страница «Конфигурация и импорт абонентов»

Выполнить запрос конфигурации ССДУ нажатием кнопки



. Данные параметры занести в таблицу 6.

5.5.4. Сформировать основные параметры ССДУ. Для чего вызвать форму для чтения основных параметров и конфигурации ССДУ нажатием кнопки «ССДУ» и затем активизировать раздел всплывающего меню «Чтение параметров ССДУ» (рис. 48).

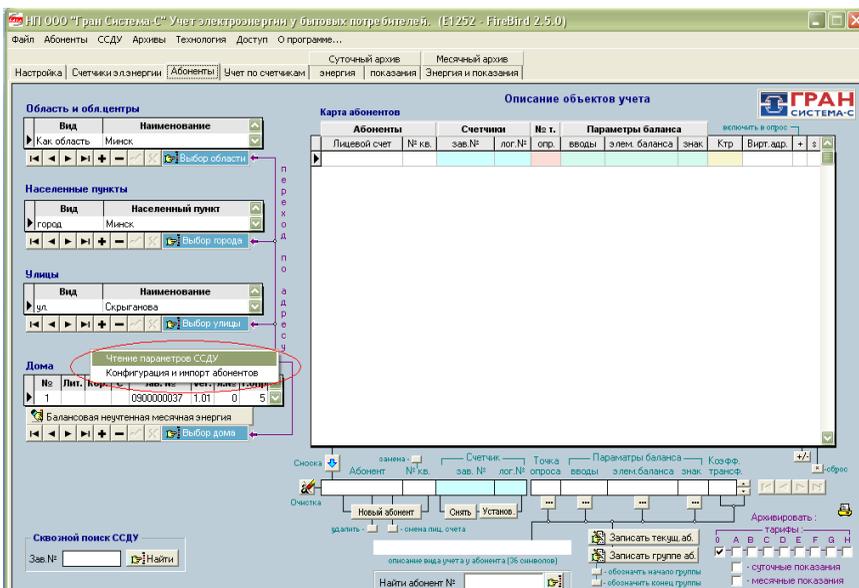
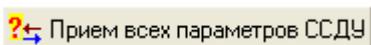


Рис. 48. Закладка «Чтение параметров ССДУ»

Выполнить запрос полного списка параметров ССДУ, представленных на данной странице, воспользовавшись кнопкой



(рис. 49).

Панель параметров ССДУ

Текущие параметры ССДУ
адрес установки: Минск, ул. Скрыганова д.1 секц.0

Дата/время ССДУ
Уход часов

Адресный идентификатор дома:
Логический номер ССДУ
Точка опроса
Индекс тарифн. расписания
Тип прибора
Заводской №

Дата выпуска
Версия программы
Идентифик. польз.

Число активных узлов:
ССДУ СС-101 СС-301 СС-10P

Панель параметров последовательных портов
порт 1 порт 2 порт 3 порт 4

Статус Интерф. Ресурсы Бит/сек. Тайм-аут

Состояние узлов ССДУ
Узлы: сбст.обмен, тек.сост., архиве состоян., архиве фаз, архиве коррект.

Автоописк устр. Число тарифов Глубина архива (мес./дней) Синхрон часов установка опорного узла синхронизации времени

Изменить число тарифов

Читайте даты сезонных переходов ССДУ
...на зиму
...на лето
Автом. переход сезонов
включ. отключ.

Текущий режим ССДУ
режимы: узел, % вып. возврат ССДУ в режим "Опрос"

Тарифное расписание ССДУ на Июль, месяц, блок № 0

Тариф A
Тариф B
Тариф C
Тариф D

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24
Суточные получасовые интервалы

С Stop Прием всех параметров ССДУ Закреть

Рис. 49. Форма чтения параметров ССДУ

Данные внести в таблицу 7.

Таблица 7

Основные параметры ССДУ

Наименование параметров	
Дата/время ССДУ	
Состояние узлов ССДУ	
Адресный идентификатор дома	
Логический номер ССДУ	
Тип прибора	
Заводской номер	
Дата выпуска	
Версия программы	
Число активных узлов	
- ССДУ	

Наименование параметров				
- СС-101				
- СС-301				
- СС-101P				
Параметры последовательных портов				
Наименование	Порт 1	Порт 2	Порт 3	Порт 4
Статус				
Интерфейс				
Режим				
Бит/с				
Тайм-аут				

5.5.5. Выполнить запрос «Учет по счетчикам».

В «Блокноте» сервера АСКУЭ выбрать щелчком «мыши» закладку «Учет по счетчикам». На странице экранного многострочного блокнота второго уровня выбрать закладку «Константы» (рис. 50).

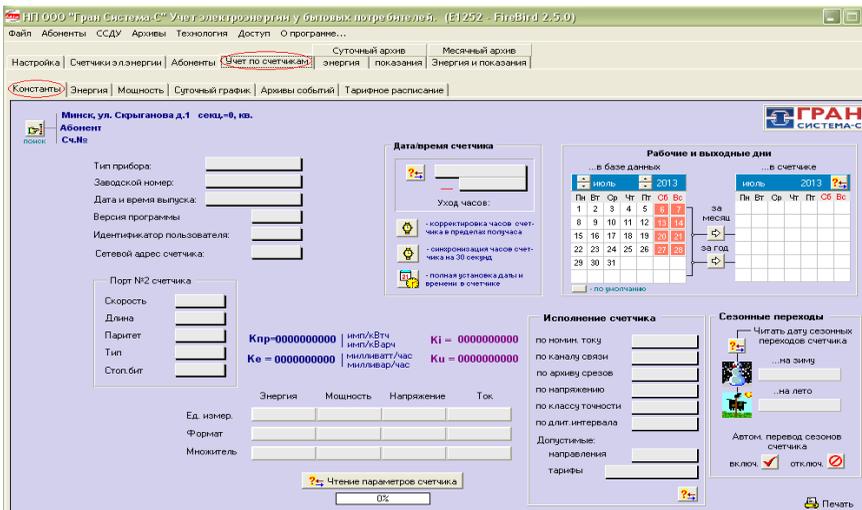


Рис. 50. Экранная страница «Константы»

По заданию выбираем следующий объект учета – *Минская область, г. Минск, ул. Гая, дом 14:*

- потребитель 1 – кВ №...;
- потребитель 2 – кв. № ...;
- потребитель 3 – вводный электросчетчик.

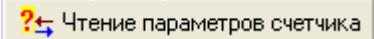
Производим чтение параметров счетчиков данных потребителей нажатием кнопки  и заносим данные в таблицу 8.

Таблица 8

Характеристики счетчиков электрической энергии

Наименование	Потребитель 1	Потребитель 2	Потребитель 3 (ввод)
Тип прибора			
Зав. номер			
Дата и время выпуска			
Версия программы			
Идентификатор пользователя			
Порты счетчика: - скорость - длина - паритет - тип - Стоп-бит			
Исполнение счетчика: - по ном. току - по каналу связи - по массиву срезов - по напряжению - по классу точности - по длит. интервалов			

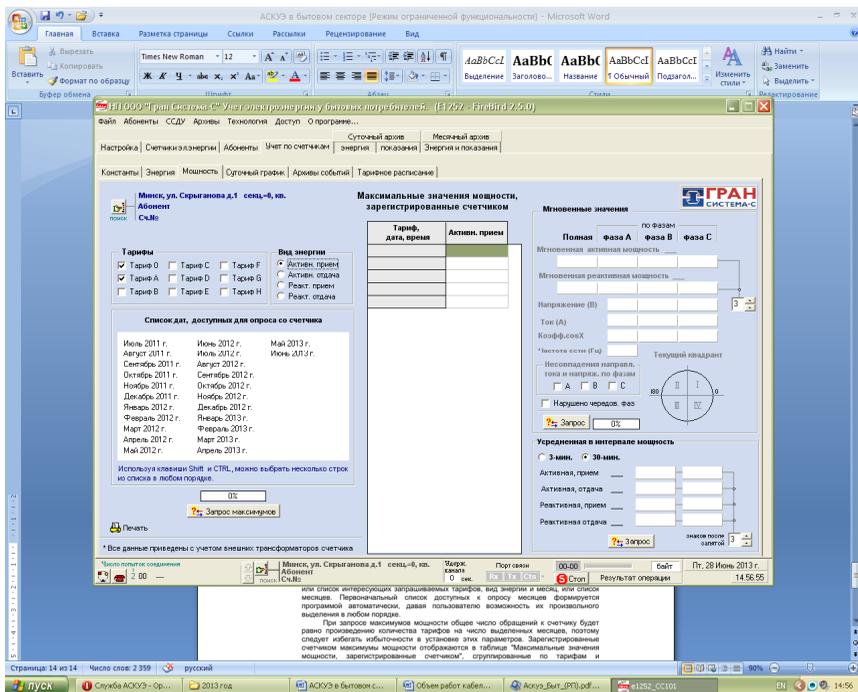


Рис. 52. Закладка «Мощность»

Выбираем требуемые тариф, вид энергии и месяц.
Заполняем таблицу 9.

Таблица 9

Максимальные значения мощности, зарегистрированные счетчиком

Наименование параметров	Тариф, дата, время	Активный прием	Активная отдача	Реактивный прием	Реактивная отдача
Потребитель 1					
Потребитель 2					
Потребитель 3					

Далее выполнить запрос «Мгновенные значения». Данные занести в таблицу 10.

Таблица 10

Мгновенные значения				
1. Мгновенная активная мощность				
	Полная	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Потребитель 1				
Потребитель 2				
Потребитель 3				
2. Мгновенная реактивная мощность				
	Полная	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Потребитель 1				
Потребитель 2				
Потребитель 3				
3. Напряжение, В		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Потребитель 1				
Потребитель 2				
Потребитель 3				
4. Ток, А		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Потребитель 1				
Потребитель 2				
Потребитель 3				
4. Cos φ		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Потребитель 1				
Потребитель 2				
Потребитель 3				
5. Частота сети, Гц				
6. Несовпадение направления тока и напряжения по фазам		Фаза А	Фаза В	Фаза С

5.5.8. В «Блокноте» сервера АСКУЭ выбрать щелчком «мыши» закладку «Энергия».

Для данных абонентов заполнить таблицу данных суточных расходов электроэнергии и нарисовать график суточных расходов ее за прошлый месяц.

5.5.9. В «Блокноте» сервера АСКУЭ выбрать щелчком «мыши» закладку «Месячный архив. Энергия и показания».

Для данных абонентов заполнить таблицу данных месячных расходов электроэнергии и нарисовать график месячных расходов за прошлый год.

5.6. Индивидуальные задания

Выполнить индивидуальные задания по вариантам, выданным преподавателем.

Практическое занятие № 6

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ «АСКУЭ-пром»

6.1. Цель занятия

1. Изучить варианты организации и построения АСКУЭ в промышленности.
2. Изучить функциональное описание системы сбора, хранения и обработки данных «АСКУЭ-пром».
3. Изучить УСПД «Гран-Электро-пром».

6.2. Программа занятия

1. Рассмотреть особенности организации АСКУЭ в промышленности.
2. Изучить основные характеристики и функциональные возможности УСПД «Гран-Электро-пром».
5. Выполнить сбор данных по электропотреблению по заданию.

6.3. Описание лабораторного учебного стенда АСКУЭ на основе УСПД «Гран-Электро-Быт»-М-120

УСПД предназначено для измерения времени и синхронизации часов счетчиков электрической энергии в автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии, а также сбора, обработки, хранения и передачи информации в цифровом виде от счетчиков электрической энергии на верхний уровень АСКУЭ.

Область применения – в системах АСКУЭ на промышленных предприятиях и объектах энергосистемы.

Пример построения системы АСКУЭ с использованием УСПД «Гран-Электро» показан на рис. 53.

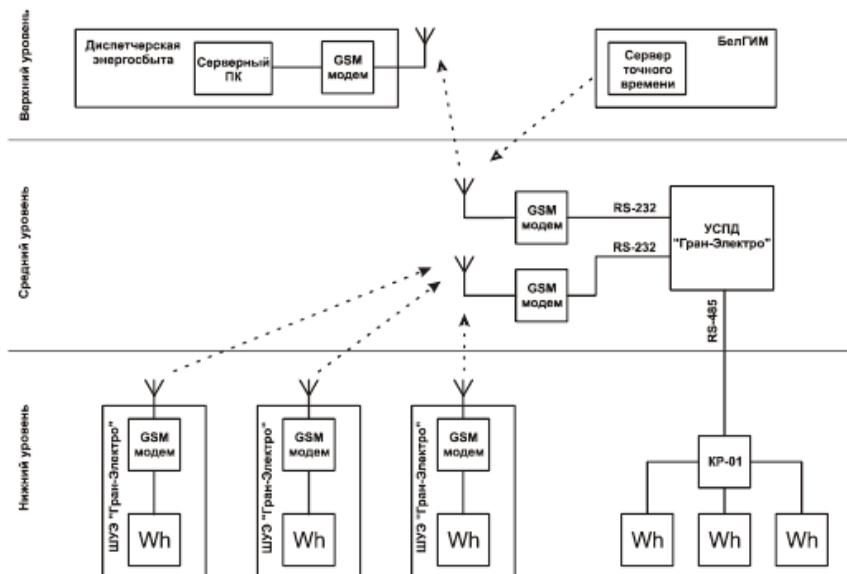


Рис. 53. Пример построения системы АСКУЭ с использованием УСПД «Гран-Электро»

Внешний вид УСПД в конструктивном исполнении в шкафу показан на рис. 54.

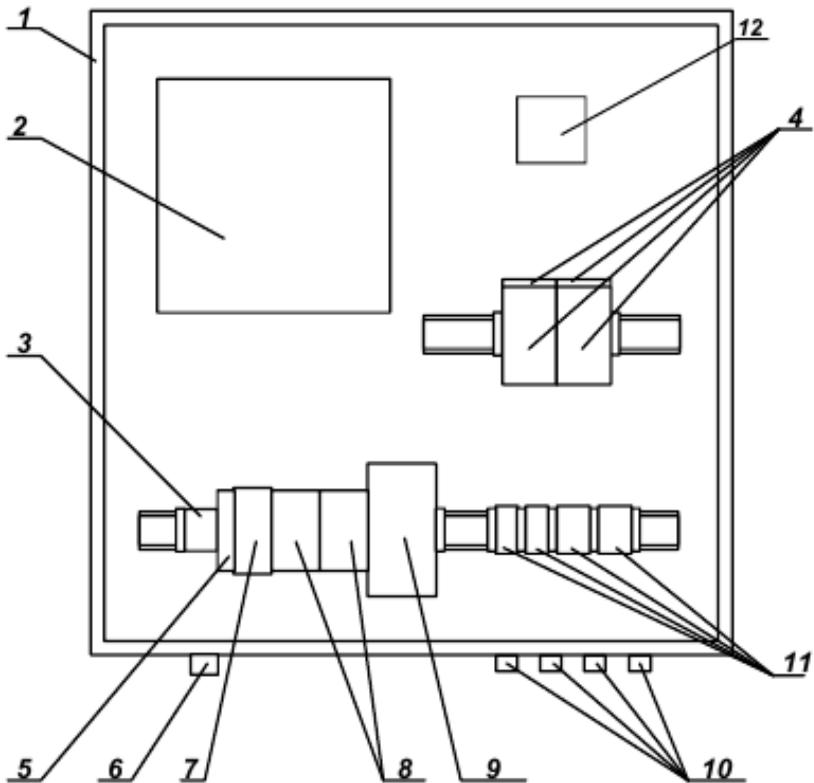


Рис. 54. Внешний вид УСПД в конструктивном исполнении в шкафу:
 1 – шкаф; 2 – промышленный компьютер; 3 – клеммная колодка для подключения
 сети ~220 В; 4 – преобразователи интерфейсов с гальванической развязкой
 RS-232 → RS-232 и (или) RS-232 → RS-485; 5 – лампа индикаторная (индикация
 сети ~220 В); 6 – гермоввод для сетевого кабеля; 7 – выключатель
 автоматический; 8 – розетка с заземлением; 9 – источник питания;
 10 – гермовводы для интерфейсных кабелей; 11 – клеммные колодки
 для подключения внешних цифровых интерфейсов; 12 – GSM-модем

Основные технические характеристики УСПД приведены в таблице 11.

Таблица 11

Основные технические характеристики УСПД

Наименование характеристики	Значение параметра
Количество каналов учета (максимальное количество обслуживаемых устройством счетчиков по цифровым интерфейсам)	До 128
Количество цифровых интерфейсов RS-232 или RS-485 (каналов) для связи со счетчиками, в зависимости от модификации	1 или 2
Количество цифровых интерфейсов RS-232 или RS-485 (каналов) для связи с верхним уровнем АСКУЭ, в зависимости от модификации	1 или 2, или отсутствует
Количество выходных каналов по локальной сети «Ethernet», в зависимости от модификации	1 или отсутствует
Количество каналов GSM	Отсутствует 1, 2 или 3
Суточный ход встроенных часов в нормальных условиях, с, не более	± 3
Изменение суточного хода встроенных часов при отклонении температуры окружающей среды от $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ до предельных значений рабочих условий эксплуатации на каждые 1°C , с, не более	$\pm 0,3$
Напряжение питания от сети переменного тока с частотой (50 ± 1) Гц, В	От 18 до 264
Периоды опроса счетчиков для любого из параметров	3, 30 мин или 1 сут
Количество тарифных зон суток	8

Наименование характеристики	Значение параметра
Дискретность задания границ тарифных зон, мин	30
Количество тарифных сезонов	12
Функция синхронизации времени устройства с сервером времени, установленным на национальном эталоне времени и частоты Республики Беларусь, в зависимости от модификации	Имеется или отсутствует
Время установления рабочего режима, мин, не более	5
Время непрерывной работы	Не ограничено
Потребляемая мощность, А, не более	100
Габаритные размеры, мм, не более: для модификации УСПД «ГРАН-ЭЛЕКТРО х х х ixix-IP 54»;	630×600×220
для модификации УСПД «ГРАН-ЭЛЕКТРО xxxixix-IP 00»	570×550×150
Масса, кг, не более: для модификации УСПД «ГРАН-ЭЛЕКТРО х х х ixix-IP 54»;	30
для модификации УСПД «ГРАН-ЭЛЕКТРО xxxixix- IP 00»	15
Степень защиты оболочки по ГОСТ 14254-96, в зависимости от модификации	IP 54 или IP 00
Класс оборудования по степени защиты от поражения электрическим током по ГОСТ 12.2.091-2002	1
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50 000
Средний срок службы, лет, не менее	24

УСПД осуществляет взаимодействие по цифровому интерфейсу со счетчиками следующих типов:

- счетчики электрической энергии переменного тока статические «Гран-Электро СС-301»;
- счетчики статические активной энергии однофазные «Гран-Электро СС-101».

Принцип действия УСПД заключается в преобразовании цифровых сигналов от счетчиков электрической энергии в значения параметров электрической энергии (приращение энергии за день, приращение энергии за месяц, средняя мощность за последние 3 мин и т. д.), накоплении, хранении, отображении на экране монитора и передаче информации на верхний уровень многоуровневых АСКУЭ.

Программное обеспечение обеспечивает:

- параметризацию устройства;
- контроль состояния устройства и целостности данных;
- управление сбором, обработкой и накоплением информации от счетчиков;
- прием и исполнение команд верхнего уровня.

УСПД имеют модификации в зависимости от количества и типов цифровых интерфейсов (RS-232 или RS-485) для связи со счетчиками, рабочим температурным диапазоном и конструктивным исполнением.

Общая схема и пример построения внешних устройств к УСПД и пример построения АСКУЭ «Гран-электро» приведены на рис. 55.

В учебной лаборатории БГАТУ имеется несколько стендов, используемых для подключения к УСПД (рис. 55–58).

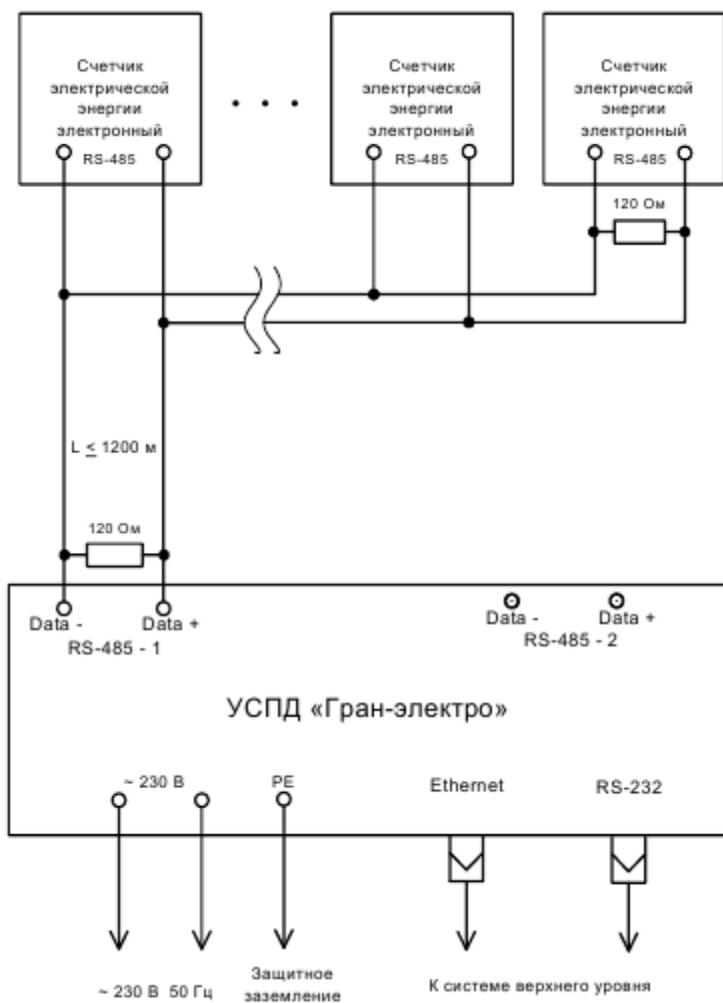


Рис. 55. Общая схема подключения внешних устройств к УСПД

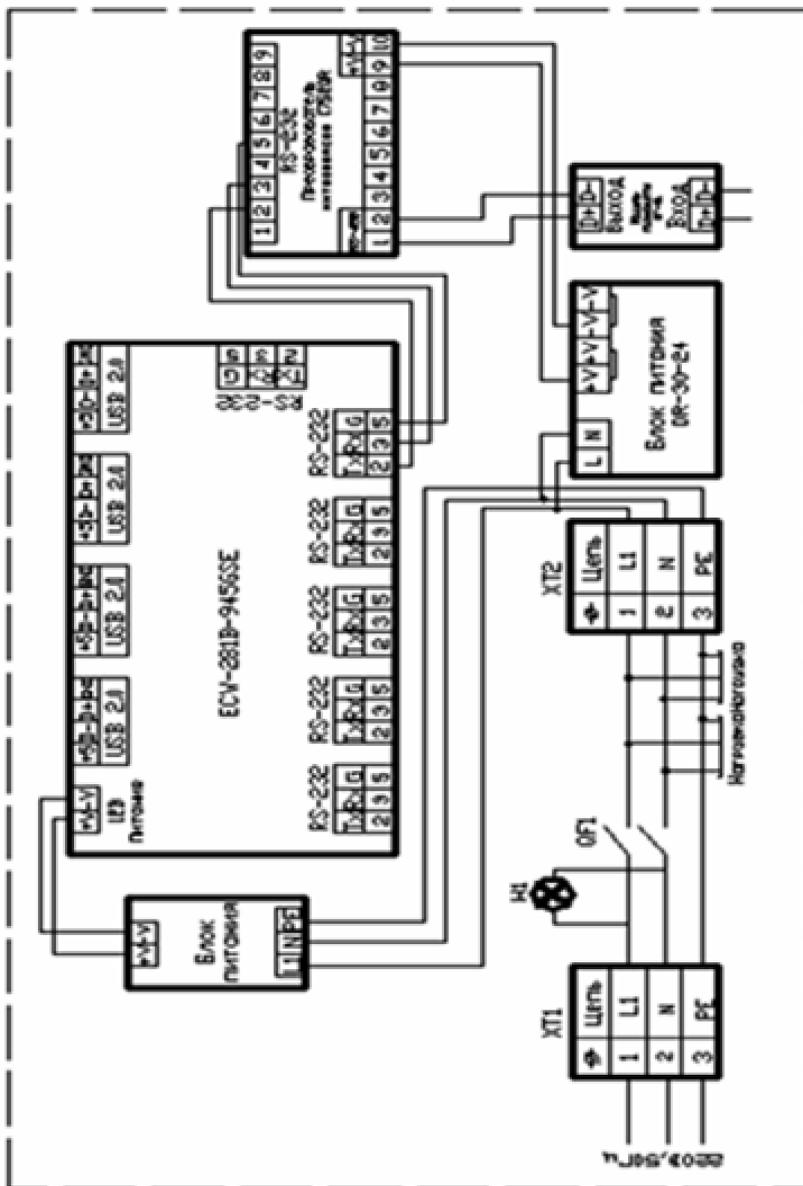


Рис. 56. Схема подключения лабораторного стенда УСЖД «Гран-Электро»-011.0/С-IP54-1

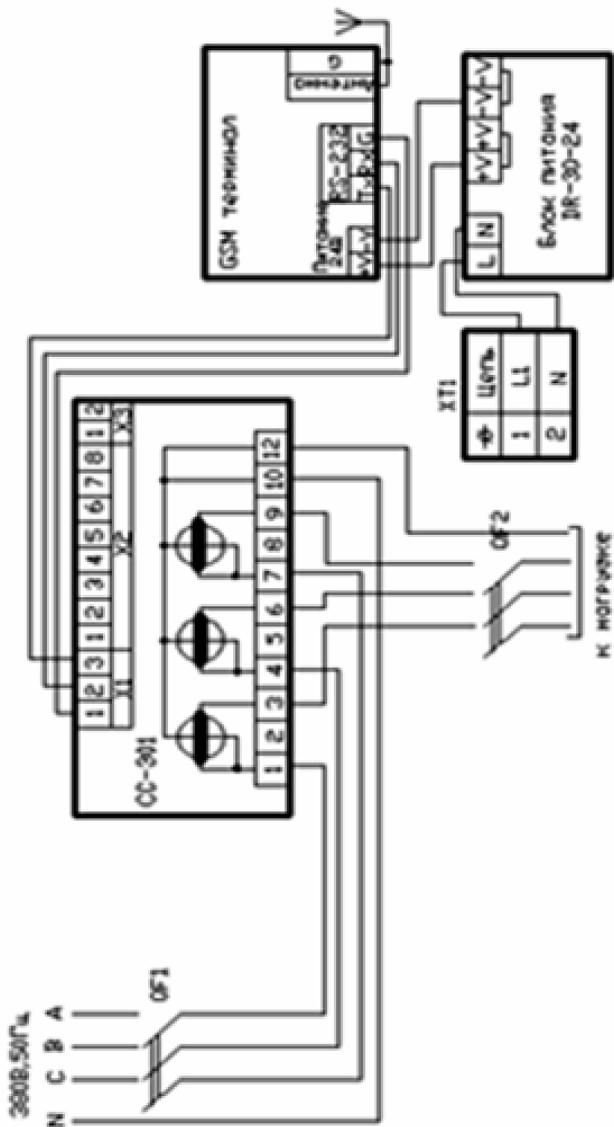


Рис. 57. Схема подключения лабораторного стенда «ШУЭ Гран-Электро» GSM/CC-301-5.0

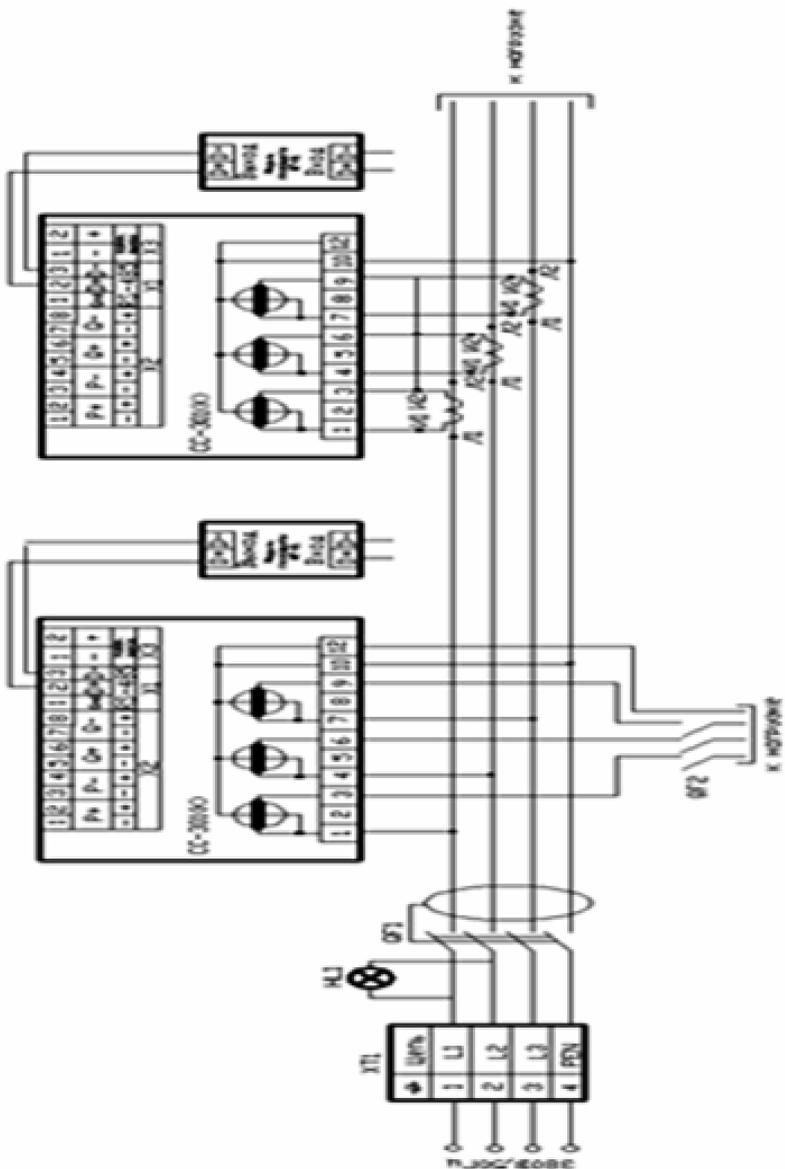


Рис. 58. Схема подключения лабораторного стенда «ШУЭ Гран-Электро» 485/СС-301-5.1

Устройства низковольтные комплектные «Гран-Электро» (далее – НКУ) исполнения ШУ-Н (далее – ШУ-Н) предназначены для управления нагрузкой на промышленных предприятиях, в коммунальном хозяйстве, жилых домах, административно-бытовых зданиях, АСКУЭ и других объектах.

Пример построения и общая структурная схема АСКУЭ с использованием ШУ-Н показаны на рис. 59, 60.

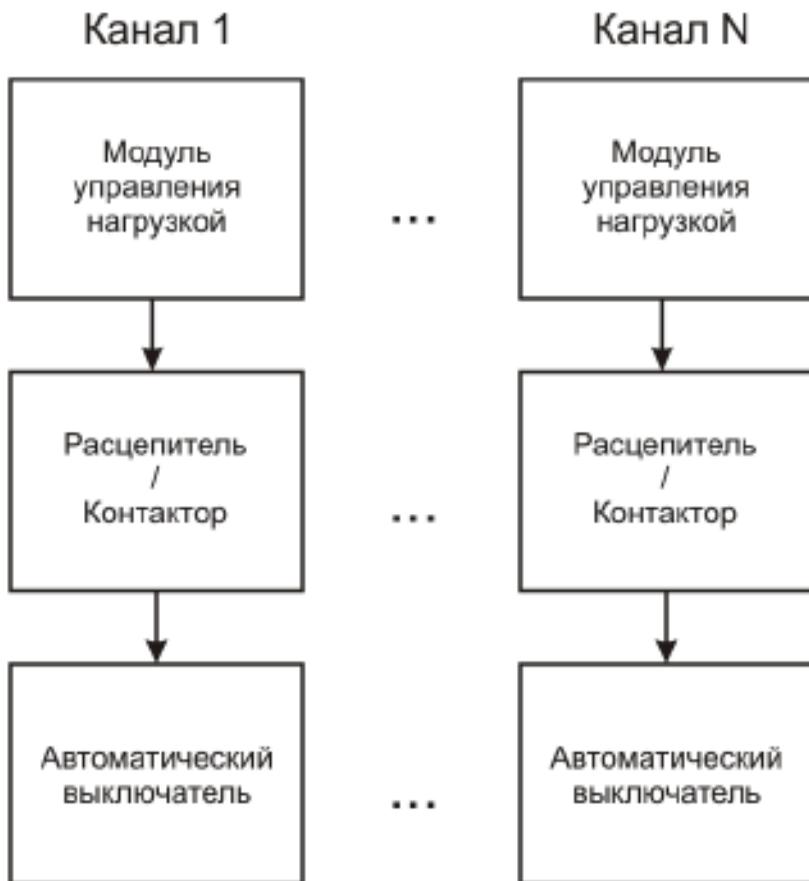


Рис. 59. Пример построения АСКУЭ с использованием ШУ-Н

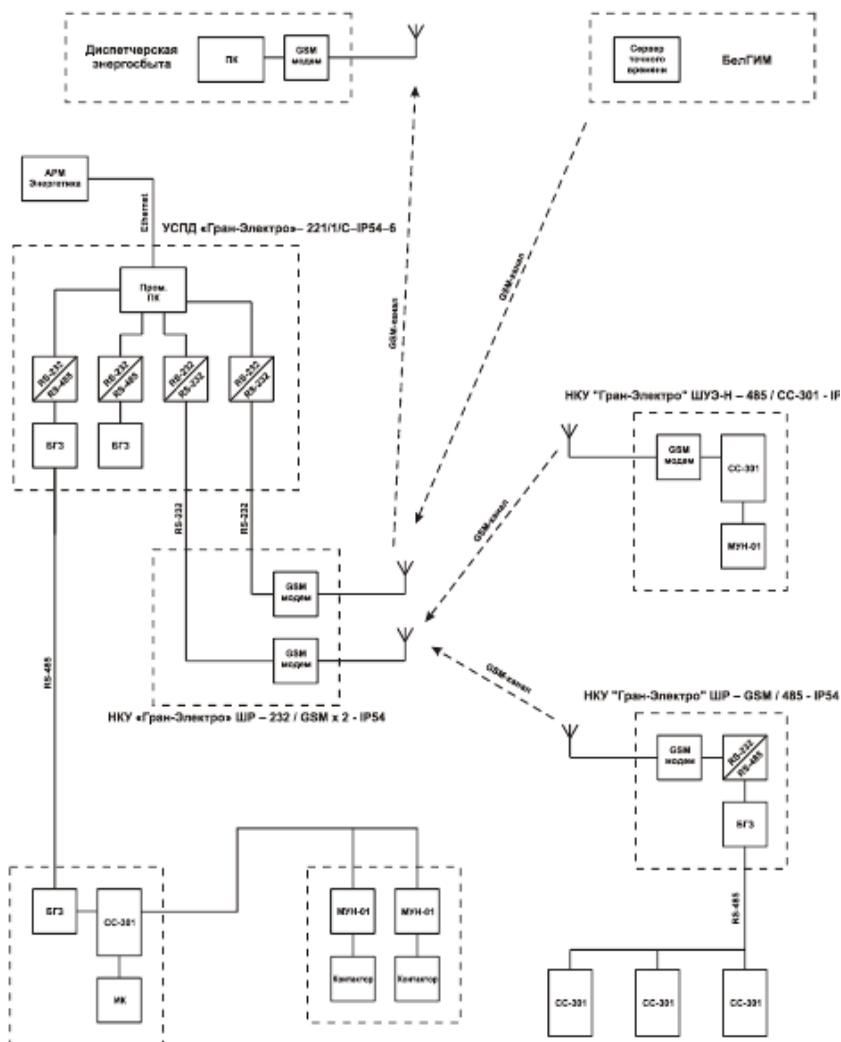


Рис. 60. Общая структурная схема ШУ-Н:
 БГЗ – блок грозозащиты; ИК – испытательная колодка;
 МУН – модуль управления нагрузкой

6.4. Методические указания по работе ПО системы «АСКУЭ-пром» производства НПО «Гран-Система-С»

Запуск приложения «Гран-Электро» осуществляется после выполнения программного запроса пароля для входа пользователя в базу данных (рис. 61).

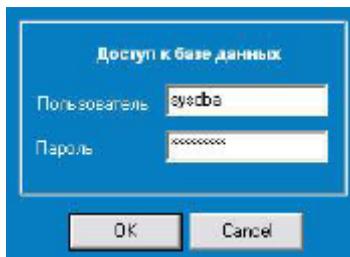


Рис. 61. Запуск приложения «Гран-Электро»

При достоверном вводе пользователем пароля, программа проверяет наличие таблиц в базе данных Firebird, и при положительном завершении теста выставляет заставку с логотипом и реквизитами фирмы-разработчика (рис. 62).



НПО ООО "Гран-Система-С"
Автоматизированная система контроля
и учета электрической энергии

**Архивный учет и оперативный
контроль энергопотребления на
промышленных предприятиях**

**Система учета: сервер сбора и
передачи данных ССПД С12**

e1226. Модуль опроса счетчиков и сбора данных
электропотребления

Беларусь, 220141, г. Минск, ул.Ф.Скорины, 54а
Тел.: (017) 2658203, (029) 1958203
E-mail: info@strumen.com www.strumen.com
Программист: Авильцев Владимир Кондратьевич

Рис. 62. Логотип и реквизиты фирмы-разработчика

1. В «Блокноте» сервера «АСКУЭ-пром» выбрать щелчком «мыши» закладку «Предприятия» (рис. 63), где отображаются:

- перечень объектов учета, с разбивкой на предприятия, счетчики электрической энергии на вводе;
- группы учета и расчетные измерения;
- основные параметры сети (напряжение, ток, частота, угол, частота и т. д.).

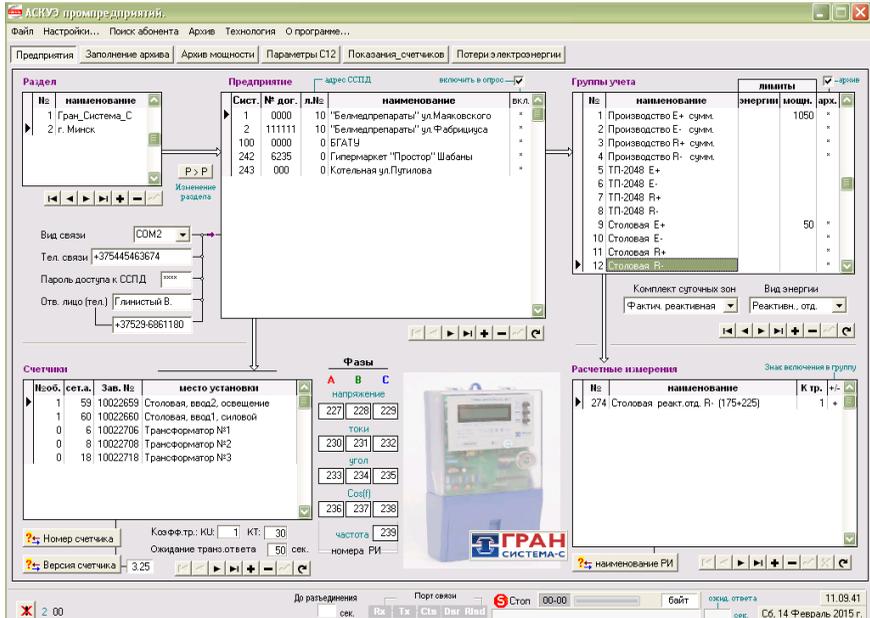


Рис. 63. Закладка «Предприятия» в «Блокноте» сервера «АСКУЭ-пром»

2. В «Блокноте» сервера «АСКУЭ-пром» выбрать щелчком «мыши» закладку «Показания счетчиков» (рис. 64), где отображаются:

- перечень объектов учета;
- счетчики электрической энергии;
- тарифная система счетчика;
- показания месячные и суточные счетчиков.

Для приема показаний нажать кнопку «прием показаний» и выбрать нужный период времени.

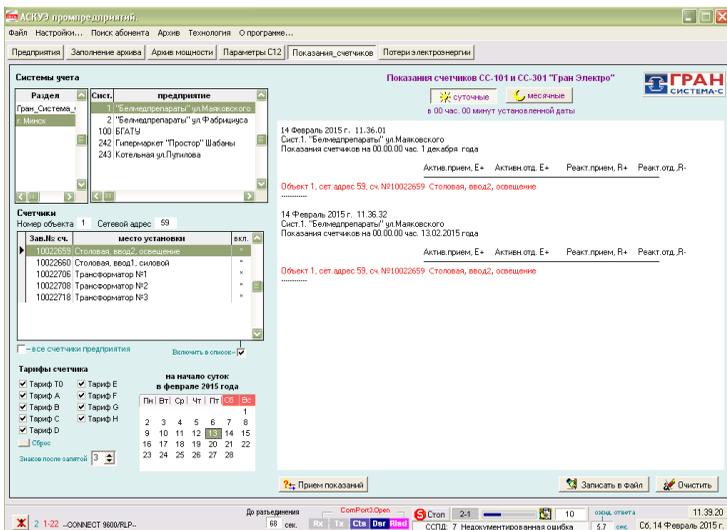


Рис. 64. Закладка «Показания счетчиков» в «Блокноте» сервера «АСКУЭ-пром»

3. В «Блокноте» сервера «АСКУЭ-пром» выбрать щелчком «мыши» закладку «Параметры С12» (рис. 65), где отображаются:

- перечень объектов учета;
- функции ССПД С12 (энергия, мощность, значения регистров, наименования расчетных измерений, журнал событий ССПД С12, сеанс обмена, мгновенные параметры сети).

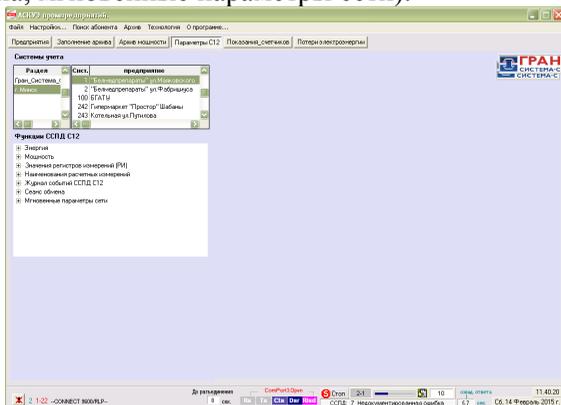


Рис. 65. Закладка «Параметры С12» в «Блокноте» сервера «АСКУЭ-пром»

3.1. Выбираем щелчком «мыши» закладку «Мощность» (рис. 66), где можно просмотреть значения максимальной мощности по типу зоны и типу дня за сутки (вчера, за указанные сутки, за определенный период).

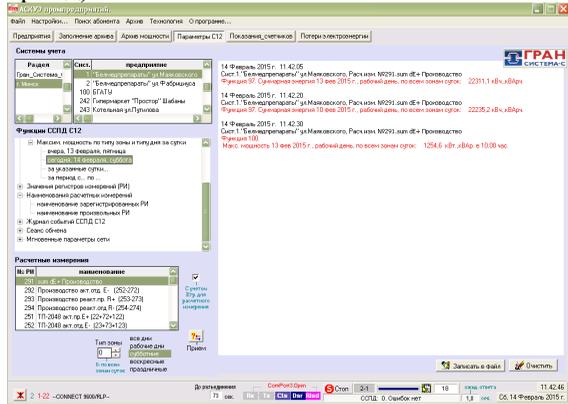


Рис. 66. Закладка «Мощность»

3.2. Выбираем щелчком «мыши» закладку «Значения регистров измерений» (рис. 67), где можно просмотреть, выбрав соответствующее предприятие, потребление (отдачу) активной, реактивной мощностей за получасовые и трехминутные интервалы за период времени (вчера, за указанные сутки, за определенный период).

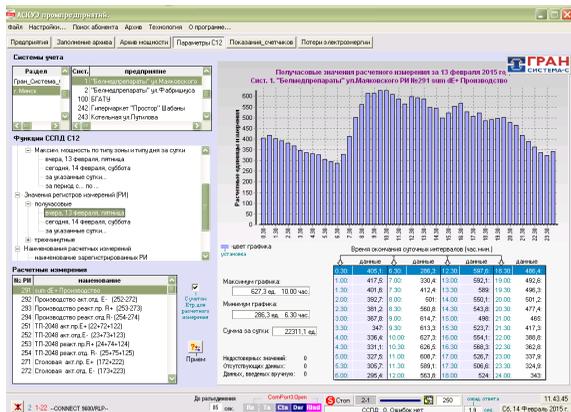


Рис. 67. Закладка «Значения регистров измерений»

3.3. Выбираем щелчком «мыши» закладку «Значения получасовых регистров измерений» (рис. 68), например, потребление реактивной мощности за период времени «вчера, 13 февраля, пятница», и кликаем на закладку «Прием». В результате на мониторе отобразится график получасовых значений расчетного измерения.

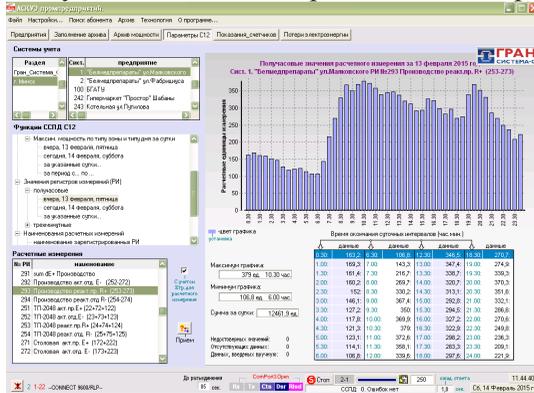


Рис. 68. Закладка «Значения получасовых регистров измерений»

3.4. Выбираем щелчком «мыши» закладку «Значения трехминутных регистров измерений» (рис. 69), например, потребление реактивной мощности за период времени «вчера, 13 февраля, пятница», и кликаем на закладку «Прием». В результате на мониторе отобразится график получасовых значений расчетного измерения.

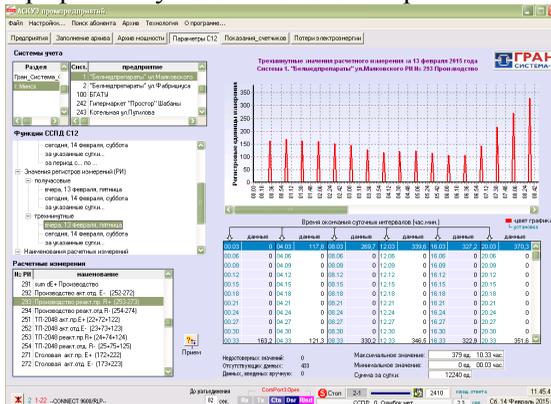


Рис. 69. Закладка «Значения трехминутных регистров измерений»

3.5. Выбираем щелчком «мыши» закладку «Мгновенные параметры сети. Транзитный запрос к счетчику» (рис. 70), например, счетчик «Столовая ввод 2. Освещение» и кликаем на закладку «Прием». В результате на экране отобразятся мгновенные значения активной, реактивной и полной мощностей, напряжения, тока, cosφ.

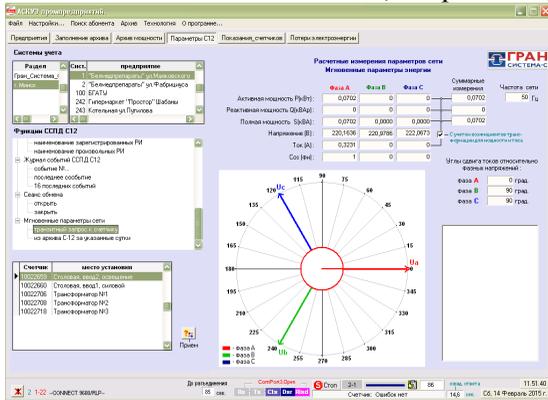


Рис. 70. Закладка «Мгновенные параметры сети»

3.6. Выбираем щелчком «мыши» закладку «Мгновенные параметры сети» (рис. 71). Из архива С-12 за указанные сутки, например, возьмем показания счетчика «Столовая ввод 2. Освещение» за период 13 января 2015 г., и кликаем на закладку «Прием». В результате на экране отобразятся мгновенные значения активной, реактивной и полной мощностей, напряжения, тока, cosφ.

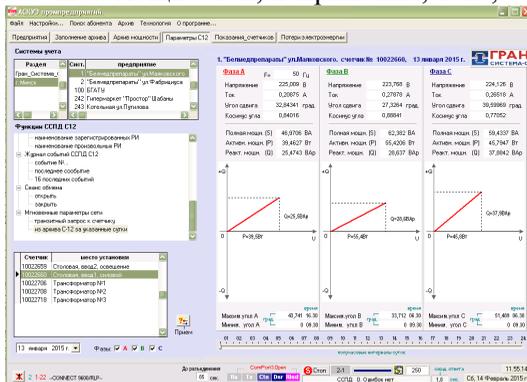


Рис. 71. Закладка «Мгновенные параметры сети»

В «Блокноте» сервера АСКУЭ-пром выбрать щелчком «мыши» закладку «Архив мощности» (рис. 72), где отображаются:

- перечень объектов учета, с разбивкой на предприятия, группы учета и расчетные измерения;
- период времени, за который производится вывод значений мощности на экран;
- значения мощности в графической и табличной формах.

Так, например, приведен график получасовой мощности активной по предприятию «Белмедпрепараты» (ул. Маяковского, г. Минск).

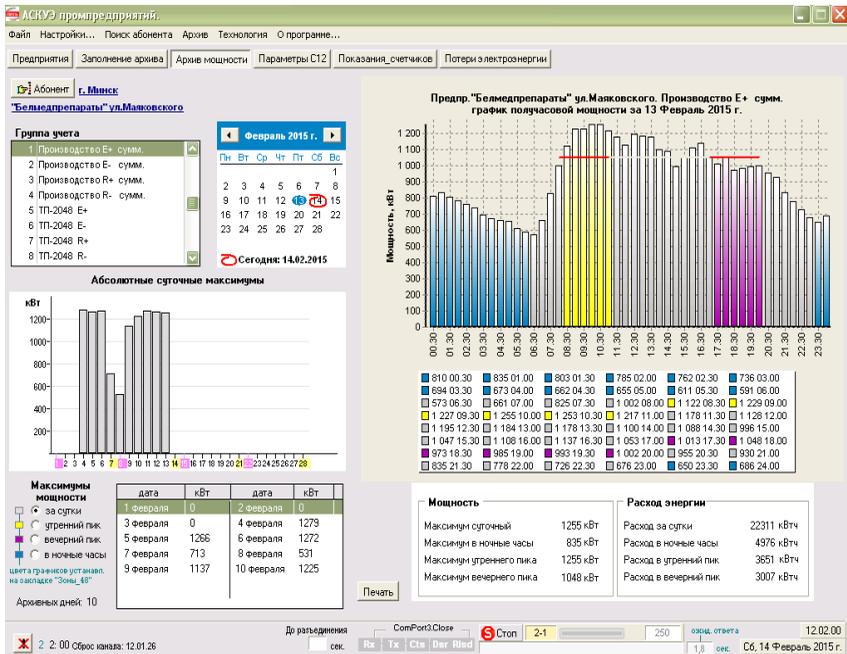


Рис. 72. Закладка «Архив мощности»

4. В «Блокноте» сервера АСКУЭ-пром выбрать щелчком «мыши» закладку «Архив мощности реактивной» (рис. 73), где отображаются:

- перечень объектов учета, с разбивкой на предприятия, группы учета и расчетные измерения;

- период времени, за который производится вывод значений реактивной мощности на экран,
- значения реактивной мощности в графической и табличной формах.

Так, например, приведен график полчасовой мощности реактивной по предприятию «Белмедпрепараты» (ул. Маяковского, г. Минск).

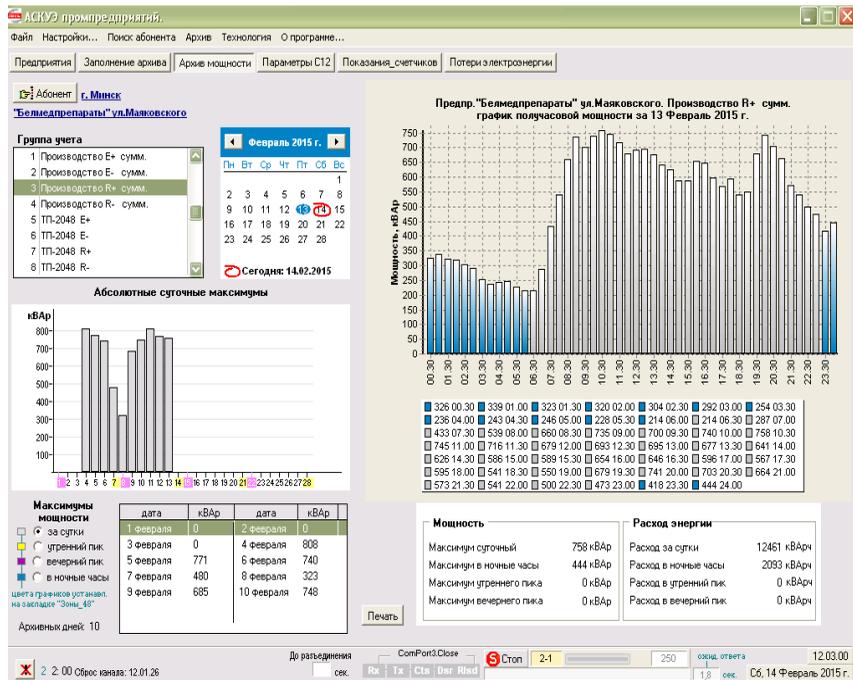


Рис. 73. Закладка «Архив мощности реактивной»

5. В «Блокноте» сервера «АСКУЭ-пром» выбрать щелчком «мыши» закладку «Заполнение архива» (рис. 74), где отображаются:

- перечень объектов учета, с разбивкой на предприятия, группы учета и расчетные измерения,
- информация о заполнении архива.

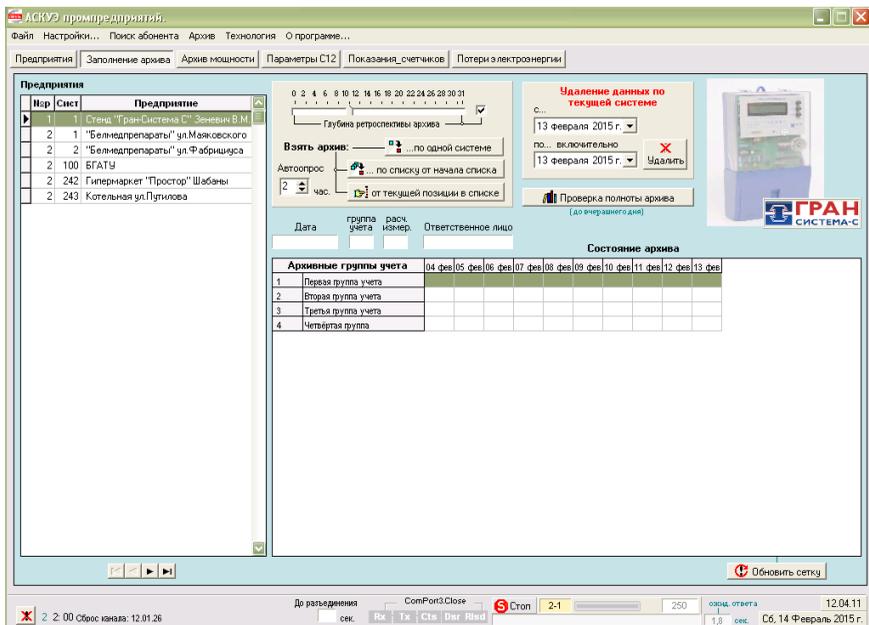


Рис. 74. Зкладка «Заполнение архива»

6.5. Индивидуальные задания

Выполнить индивидуальные задания по вариантам, выданным преподавателем.

Практическое занятие № 7

ТАРИФЫ И ТАРИФНЫЕ СИСТЕМЫ КАК СПОСОБ КОСВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ НАГРУЗКАМИ

7.1. Цель занятия

1. Изучить инструкцию по применению двухставочного (ДТ) и двухставочно-дифференцированного тарифа на электрическую энергию (ДДТ).
2. Освоить методику расчета ДТ и ДДТ.

7.2. Программа занятия

1. Ознакомиться с разделами «Инструкции», содержащими общие положения, технические требования, предъявляемые к аппаратуре АСКУЭ, порядок расчета и оплаты потребленной мощности и энергии.
2. Получить задание преподавателя на выполнение расчетов по ДТ и ДДТ.
3. Выполнить расчеты объемов платы за потребленную энергию при использовании ДТ и ДДТ.

7.3. Методические указания

Инструкция по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

ГЛАВА 1

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Для целей Инструкции по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы (далее – Инструкция) используются следующие основные термины и определения:

приемник электрической энергии (далее – электроприемник) – электрический аппарат, агрегат, машина или устройство, предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии;

электроустановка – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии;

электрическая сеть – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи;

энергетическая система (далее – энергосистема) – совокупность электростанций и электрических сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии при общем управлении этим режимом;

энергоснабжающая организация – организация государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», осуществляющая на договорной основе снабжение электрической энергией потребителей через присоединенные электрические сети;

потребитель электрической энергии (далее – потребитель) – юридическое лицо, электрические сети и электроустановки которого присоединены к сетям энергоснабжающей организации;

абонент – потребитель, электрические сети и электроустановки которого непосредственно присоединены к сетям энергоснабжающей организации, имеющий с ней границу балансовой принадлежности электрической сети и заключенный договор на снабжение электрической энергией;

субабонент – потребитель, электрические сети и электроустановки которого непосредственно присоединены к электрическим сетям абонента энергоснабжающей организации, имеющий с ним границу балансовой принадлежности электрической сети и заключенный договор на снабжение электрической энергией;

граница балансовой принадлежности электрической сети – линия имущественного раздела электрических сетей между энергоснабжающей организацией и абонентом (или абонентом и субабонентом), обозначенная на электрической схеме и зафиксированная двухсторонним актом разграничения прав собственности (хозяйственного ведения, оперативного управления) на указанные электрические сети;

присоединенная мощность – суммарная номинальная мощность силовых трансформаторов и электроприемников потребителя напряжением выше 1000 В, присоединенных к электрической сети энергоснабжающей организации;

расчетный учет электрической энергии – учет вырабатываемой (генерируемой), отпускаемой или потребляемой электрической энергии для денежного расчета за нее;

расчетный счетчик – счетчик электрической энергии, используемый для расчетного учета и контроля вырабатываемой (генери-

руемой), отпускаемой или потребляемой электрической энергии и мощности, величины которых подлежат оплате;

контрольный счетчик – счетчик электрической энергии, используемый для технического учета и контроля вырабатываемой (генерируемой), отпускаемой или потребляемой электрической энергии и мощности, величины которых подлежат контролю;

расчетный период – период времени (месяц), за который должны быть учтены и оплачены абонентом (субабонентом) потребленная электрическая энергия и мощность;

электропотребление – потребление электрической мощности и энергии;

расчетная автоматизированная система контроля и учета электрической мощности и энергии (далее – расчетная автоматизированная система) – совокупность технических средств, с помощью которых у абонента (субабонента) осуществляется централизованный контроль (и фиксация) наибольшей получасовой совмещенной электрической мощности, потребляемой (или генерируемой) в часы максимальных и минимальных нагрузок энергосистемы, и учет потребляемой (или генерируемой) электрической энергии (в том числе отдельный по тарифным зонам суток), величины которых подлежат оплате;

двухставочный тариф – тариф для промышленных и приравненных к ним потребителей, предусматривающий основную плату (за договорную или фактическую величину наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы) и дополнительную плату (за фактическое количество потребленной активной энергии) за расчетный период;

основная ставка двухставочного тарифа – цена 1 кВт договорной или фактической величины наибольшей потребляемой активной мощности, принимаемая в соответствии с декларацией об уровне тарифов на электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей (далее – декларация об уровне тарифов на электрическую энергию), утверждаемой в установленном порядке Министерством экономики Республики Беларусь;

дополнительная ставка двухставочного тарифа – цена 1 кВт·ч потребляемой активной энергии, принимаемая в соответствии с декларацией об уровне тарифов на электрическую энергию;

тарифная зона суток – промежутки времени суток, в течение которых на протяжении расчетного периода действует установленный тарифный коэффициент;

тарифный коэффициент – коэффициент (повышающий, понижающий или равный 1,0) к дополнительной ставке двухставочного тарифа.

2. Настоящая Инструкция устанавливает порядок применения двухставочного тарифа и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифа (далее - двухставочно-дифференцированный тариф) на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы.

3. Настоящая Инструкция распространяется на энергоснабжающие организации государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», промышленных и приравненных к ним потребителей электрической энергии с присоединенной мощностью 750 кВт·А и выше, имеющих расчетную автоматизированную систему контроля и учета электрической мощности и энергии.

4. Двухставочный и двухставочно-дифференцированный тарифы с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы предназначены для усиления экономической заинтересованности промышленных и приравненных к ним потребителей в выравнивании и уплотнении суточных графиков нагрузок путем снижения потребляемой мощности и уменьшения потребления энергии в часы максимальных нагрузок энергосистемы и увеличения электропотребления в часы минимальных нагрузок (ночного провала нагрузок) энергосистемы.

5. Применение указанных тарифов дает возможность потребителям, осуществляющим мероприятия по выравниванию и уплотнению суточных графиков нагрузок, снижать средний тариф на 1 кВт·ч потребляемой активной энергии за расчетный период и тем самым уменьшать энергетическую составляющую в себестоимости производимой продукции.

6. Выравнивание и уплотнение суточных графиков нагрузок энергосистемы, повышение эффективности использования ее генерирующих мощностей, улучшение режимов эксплуатации оборудования электрических станций и сетей, а также снижение удельных расходов топлива на производство электрической энергии достигается при условии систематического проведения потребителями регулировочных мероприятий.

7. Потребители могут способствовать уплотнению и выравниванию суточных графиков нагрузок энергосистемы следующими путями:

- понижая относительный уровень потребления активной мощности и энергии только в часы максимальных нагрузок энергосистемы;
- повышая относительный уровень потребления активной мощности и энергии только в часы минимальных нагрузок энергосистемы;
- понижая относительный уровень потребления активной мощности и энергии в часы максимальных нагрузок энергосистемы и, вместе с тем, повышая его в часы минимальных нагрузок энергосистемы.

При этом потребители должны так планировать суточные графики нагрузок, чтобы наибольшая потребленная активная мощность в вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы не превышала наибольшей потребленной активной мощности в утренние часы максимальных нагрузок энергосистемы.

8. При применении двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов контроль и фиксация наибольшей получасовой совмещенной потребляемой активной мощности должны осуществляться в утренние и вечерние часы (периоды) максимальных нагрузок энергосистемы Республики Беларусь, которые энерго-снабжающие организации доводят до сведения потребителей в письменной форме в установленные сроки.

9. При применении двухставочно-дифференцированного тарифа раздельный учет потребляемой активной энергии должен осуществляться в трех тарифных зонах суток: ночной, полупиковой и пиковой, продолжительность и границы которых для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше устанавливаются настоящей Инструкцией.

10. Потребитель, имеющий расчетную автоматизированную систему и рассчитывающийся за электропотребление по двухста-

вочному тарифу с основной платой за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности, вправе, по согласованию с энергоснабжающей организацией, выбрать для себя, исходя из сменности работы, особенностей технологии производства и экономической целесообразности, любой из двух видов тарифов:

либо двухставочно-дифференцированный тариф с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности;

либо двухставочный тариф с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности.

11. Переход потребителя на оплату за электропотребление по двухставочно-дифференцированному либо двухставочному тарифу с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности осуществляется по его письменному заявлению в энергоснабжающую организацию и оформляется приложением к договору на снабжение электрической энергией.

ГЛАВА 2

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К РАСЧЕТНОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

12. Расчетная автоматизированная система должна состоять (оснащение производится в сроки, согласованные с энергоснабжающей организацией) из следующих технических средств: расчетных счетчиков активной энергии (электронных программируемых многотарифных), оснащенных цифровыми интерфейсами, и сопряженного с ними посредством линий связи и цифрового интерфейса специального электронного программируемого суммирующего устройства (далее – сумматор), осуществляющего вычисление и регистрацию величин наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в утренние и вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы, и обеспечивающего отдельный учет суммарно потребляемой активной энергии в тарифных зонах суток.

Указанная автоматизированная система становится расчетной только после прохождения государственной поверки по месту установки у потребителя и опломбирования сумматора клеймами представителя Комитета по стандартизации, метрологии и серти-

фикации при Совете Министров Республики Беларусь и представителя энергоснабжающей организации.

Ответственность за содержание, исправность и сохранность расчетной автоматизированной системы, а также сохранность и целостность указанных клейм (пломб) несет потребитель.

13. В случае повреждения любого из технических средств, входящих в состав расчетной автоматизированной системы, расчеты с потребителем, начиная с расчетного периода, в котором произошло повреждение, переводятся на двухставочный тариф с основной платой за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности – до устранения повреждений, проведения внеочередной государственной поверки указанной автоматизированной системы и завершения текущего расчетного периода.

14. Потребитель обязан обеспечивать проведение каждой очередной государственной поверки расчетной автоматизированной системы, строго соблюдая межповерочные интервалы, установленные Комитетом по стандартизации, метрологии и сертификации при Совете Министров Республики Беларусь.

15. При питании потребителя от двух и более независимых источников необходимо предусматривать устройство автоматического включения резерва (далее – АВР) питания сумматора для предотвращения перехода последнего в режим пассивного хранения данных (без накопления и обработки поступающей информации и вычисления контролируемых параметров).

При включении расчетных счетчиков потребителя через измерительные трансформаторы напряжения сумматор рекомендуется запитывать (через указанное устройство АВР) от вторичных обмоток измерительных трансформаторов напряжения разных секций шин распределительных устройств.

Расчетная автоматизированная система должна включать в себя расчетные счетчики всех питающих и транзитных линий абонента, а также, как правило, расчетные счетчики (и сумматоры) субабонентов, запитанных от электрической сети абонента.

Допускается, по согласованию с энергоснабжающей организацией, применять в составе расчетной автоматизированной системы контрольные счетчики, установленные на приемных концах

питающих линий потребителя, вместо расчетных счетчиков, установленных на передающих концах питающих линий (на границе балансовой принадлежности электрической сети).

В этом случае потери активной мощности и энергии в указанных питающих линиях должны относиться на счет потребителя.

ГЛАВА 3

ПОРЯДОК РАСЧЕТА И ОПЛАТЫ ВЕЛИЧИН ПОТРЕБЛЯЕМОЙ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ ПО ДВУХСТАВОЧНОМУ И ДВУХСТАВОЧНО-ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОМУ ТАРИФАМ

16. При применении двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности потребитель обязан в установленные сроки в письменной форме заявлять в энергоснабжающую организацию величины наибольшей активной мощности и количество активной энергии, планируемые к потреблению на календарные периоды времени (год, квартал, месяц, сутки), а также вправе их корректировать на тех же условиях и в те же сроки, что и при применении двухставочного тарифа с основной платой за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности.

В свою очередь, энергоснабжающая организация обязана в установленный срок в письменной форме доводить до сведения потребителя согласованную (договорную) величину наибольшей потребляемой активной мощности на каждый очередной календарный (расчетный) период.

Оплату за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности потребитель обязан производить в первых числах очередного расчетного периода на основании платежного требования энергоснабжающей организации.

17. При применении двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов основная плата (за договорную величину мощности) за расчетный период первоначально рассчитывается по следующим аналогичным формулам, соответственно:

$$\begin{aligned} \Pi_{\text{д}}^{\text{м}} &= a \cdot P_{\text{д}}^{\text{макс}}; \\ \Pi_{\text{дд}}^{\text{м}} &= a \cdot P_{\text{д}}^{\text{макс}}, \end{aligned}$$

где a – основная ставка двухставочного тарифа, руб./кВт;

$P_{д}^{\max}$ – договорная величина наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы, кВт.

18. Фактическая величина наибольшей потребляемой активной мощности за расчетный период, в общем случае, рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{ф}^{\max} = P_{изм}^{\max} + \Delta P - P_{суб},$$

где $P_{изм}^{\max}$ – измеренная (вычисленная и зафиксированная) сумматором величина наибольшей получасовой совмещенной активной мощности, потребляемой в часы максимальных нагрузок энергосистемы (за вычетом активной мощности, потребляемой субабонентами, расчетные счетчики которых включены в состав расчетной автоматизированной системы), кВт;

ΔP – суммарные потери активной мощности в питающих линиях и силовых трансформаторах потребителя (между границами балансовой принадлежности электрической сети и точками подключения к схеме сети соответствующих расчетных счетчиков), кВт;

$P_{суб}$ – расчетная величина суммарной активной мощности, потребленной в часы максимальных нагрузок энергосистемы субабонентами, расчетные счетчики которых не включены в состав расчетной автоматизированной системы, кВт.

19. Полное количество активной энергии, потребленной за расчетный период, в общем случае, рассчитывается по следующей формуле:

$$W = W_{изм} + \Delta W + W_{сн} - W_{суб},$$

где $W_{изм}$ – измеренное (учтенное) сумматором количество потребленной активной энергии (за вычетом количества активной энергии, потребленной субабонентами, расчетные счетчики которых включены в состав расчетной автоматизированной системы), кВт·ч;

ΔW – суммарные потери активной энергии в питающих линиях и силовых трансформаторах потребителя (между границами балансовой принадлежности электрической сети и точками подключения к схеме сети соответствующих расчетных счетчиков), кВт·ч;

$W_{\text{сн}}$ – суммарное количество активной энергии, учтенной расчетными счетчиками на трансформаторах собственных нужд распределительных устройств потребителя (если энергия, потребляемая на собственные нужды распределительных устройств, не учитывается расчетными счетчиками на вводах питающих линий), кВт·ч;

$W_{\text{суб}}$ – суммарное количество активной энергии, потребленной субабонентами (включая производственную столовую потребителя), расчетные счетчики которых не включены в состав расчетной автоматизированной системы, кВт·ч.

При применении двухставочно-дифференцированного тарифа:

$$W_{\text{изм}} = W_{\text{изм}}^{\text{н}} + W_{\text{изм}}^{\text{пп}} + W_{\text{изм}}^{\text{п}},$$

где $W_{\text{изм}}^{\text{н}}$, $W_{\text{изм}}^{\text{пп}}$, $W_{\text{изм}}^{\text{п}}$ – измеренное (учтенное) сумматором количество активной энергии, потребленной, соответственно, в ночной, полупиковой и пиковых тарифных зонах суток (за вычетом количества активной энергии, потребленной субабонентами, расчетные счетчики которых включены в состав расчетной автоматизированной системы), кВт·ч.

Величины ΔW , $W_{\text{сн}}$, $W_{\text{суб}}$ допускается распределять по тарифным зонам суток за расчетный период пропорционально следующим соотношениям:

$$\frac{W_{\text{изм}}^{\text{н}}}{W_{\text{изм}}}, \frac{W_{\text{изм}}^{\text{пп}}}{W_{\text{изм}}}, \frac{W_{\text{изм}}^{\text{п}}}{W_{\text{изм}}}.$$

20. При применении двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов полная плата за потребленную мощность и энергию за расчетный период, в общем случае, рассчитывается по следующим формулам, соответственно:

$$\Pi_{\text{д}} = a \cdot P_{\phi}^{\text{max}} + b \cdot W ,$$

$$\Pi_{\text{дд}} = a \cdot k_a \cdot P_{\phi}^{\text{max}} + b \cdot (k_{\text{н}} \cdot W^{\text{н}} + k_{\text{пп}} \cdot W^{\text{пп}} + k_{\text{п}} \cdot W^{\text{п}}),$$

где a – плата за 1 кВт заявленной максимальной мощности (основная ставка тарифа);

b – дополнительная ставка двухставочного тарифа, руб./кВт·ч;

k_a – понижающий коэффициент к основной ставке двухставочного тарифа;

$k_{\text{н}}, k_{\text{пп}}, k_{\text{п}}$ – соответственно, ночной, полупиковый и пиковый тарифные коэффициенты к дополнительной ставке двухставочного тарифа;

$W_{\text{н}}, W_{\text{пп}}, W_{\text{п}}$ – количество активной энергии, потребленной, соответственно, в ночной, полупиковой и пиковой тарифных зонах суток (определяется в соответствии с пунктом 24 настоящей Инструкции), кВт·ч.

При этом полное количество активной энергии, потребленной за расчетный период, равно:

$$W = W_{\text{н}} + W_{\text{пп}} + W_{\text{п}}.$$

Если у потребителя, за исключением потребителей, имеющих электродуговые печи для сталеплавильного производства, производства металлокорда, соотношение между измеренными величинами наибольшей активной мощности, потребленной в утренние и в вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы, за расчетный период получилось следующим:

$$P_{\text{изм}}^{\text{у. max}} \leq P_{\text{изм}}^{\text{в. изм}} ,$$

то полная плата за потребленную мощность и энергию за данный расчетный период должна рассчитываться по формуле двухставочного тарифа:

$$\Pi_{\text{д}} = a \cdot P_{\phi}^{\text{max}} + b \cdot W .$$

21. Потребитель обязан ежедневно регистрировать показания сумматора и расчетных счетчиков активной энергии, входящих в состав расчетной автоматизированной системы, в специальном журнале (прошнурованном, пронумерованном и скрепленном печатью энергоснабжающей организации).

22. По истечении расчетного периода потребитель обязан представлять в энергоснабжающую организацию в установленный срок в письменной форме сведения (за подписью лица, ответственного за электрохозяйство) о значениях величин $P_{\text{ИЗМ}}^{\text{max}}$ ($P_{\text{ИЗМ}}^{\text{у. max}}$ и $P_{\text{ИЗМ}}^{\text{в. max}}$) и $W_{\text{ИЗМ}}$ с разделением по зонам суток ($W_{\text{ИЗМ}}^{\text{н}}$, $W_{\text{ИЗМ}}^{\text{пп}}$, $W_{\text{ИЗМ}}^{\text{п}}$), а также показания сумматора и всех расчетных счетчиков активной энергии на начало и конец расчетного периода.

23. Если фактическая величина наибольшей потребляемой активной мощности $P_{\text{ф}}^{\text{max}}$ за расчетный период не превысила договорной величины $P_{\text{д}}^{\text{max}}$, то в первых числах очередного расчетного периода производится перерасчет основной платы по величине $P_{\text{ф}}^{\text{max}}$.

24. В случае превышения за расчетный период договорных величин наибольшей потребляемой активной мощности и (или) потребления активной энергии, потребитель обязан оплатить величины превышения потребления активной мощности и (или) энергии на тех же условиях, что и при применении двухставочного тарифа с основной платой за договорную величину наибольшей потребляемой активной мощности. При расчете платы за превышение договорной величины наибольшей потребляемой активной мощности понижающий коэффициент k_a не применяется.

Ночная тарифная зона суток соответствует по продолжительности и границам часам минимальных нагрузок энергосистемы.

Пиковая тарифная зона суток соответствует по продолжительности и границам утренним часам максимальных нагрузок энергосистемы.

Полупиковая тарифная зона суток охватывает промежутки времени между окончанием ночной и началом пиковых тарифных зон, а также между окончанием пиковых и началом ночных тарифных зон, включая в себя вечерние часы максимальных нагрузок энергосистемы.

Значение понижающего коэффициента k_a устанавливается равным 0,5.

Значение полупикового тарифного коэффициента $k_{\text{пп}}$ устанавливается равным 1,0.

Тарифные коэффициенты k_n и k_p определяются расчетным путем, их значения зависят от количества календарных дней в расчетном периоде (месяце) и корректируются, в обязательном порядке, в случае изменения соотношения между базовыми значениями ставок (a и b) двухставочного тарифа в декларации об уровне тарифов на электрическую энергию.

Продолжительность и границы тарифных зон суток для всех расчетных периодов (месяцев) календарного года являются едиными и устанавливаются следующими:

- ночная: $t_n = 7$ ч (с 23⁰⁰ до 6⁰⁰);
- полупиковая: $t_{\text{пп}} = 14$ ч (с 6⁰⁰ до 8⁰⁰ и с 11⁰⁰ до 23⁰⁰);
- пиковая: $t_p = 3$ ч (с 8⁰⁰ до 11⁰⁰).

25. Тарифные коэффициенты k_n и k_p (при $k_{\text{пп}} = 1,0$ и указанной выше продолжительности и границах тарифных зон суток) рассчитываются по следующим формулам:

$$k_n = 1 - \frac{a \cdot (1 - k_a) \cdot (4 \cdot t_n - t_n)}{b \cdot d_k \cdot (t_n^2 - t_n)}$$

$$k_p = 1 + \frac{a \cdot (1 - k_a) \cdot (4 \cdot t_p - t_p)}{b \cdot d_k \cdot (t_p^2 - t_p)}$$

где d_k – календарное количество дней в расчетном периоде.

26. В таблице приложения к настоящей Инструкции по применению двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы представлены расчетные значения тарифных коэффициентов, определенные для различных по продолжительности расчетных периодов (месяцев), исходя из базовых значений ставок двухставочного тарифа (табл. 12).

Расчетные значения тарифных коэффициентов

Календарное количество дней в расчетном периоде d_K	Тарифные коэффициенты		
	k_n	$k_{\text{шт}}$	k_p
28	0,759797450	1,0	2,201012749
29	0,768080297	1,0	2,159598516
30	0,775810954	1,0	2,120945232
31	0,783042858	1,0	2,084785709

Тарифные коэффициенты, приведенные в таблице, рассчитаны исходя из базовых значений ставок двухставочного тарифа ($a = 1,78311$ руб./кВт, $b = 0,01657$ руб./кВт·ч), установленных декларацией об уровне тарифов на электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики государственного производственного объединения «Белэнерго» для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, зарегистрированной приказом Департамента ценовой политики Министерства экономики Республики Беларусь.

7.4. Методика расчета

Задача.

Известна модель суточного графика электрической нагрузки в виде ряда математически ожидаемых значений получасовых мощностей (табл. 13) и соответствующих им стандартных отклонений для промышленного предприятия (рис. 75).

Необходимо:

1. Рассчитать стоимость электроэнергии за месяц по двухставочному и двухставочно-дифференцированному тарифам.
2. Построить характеристику изменения стоимости электроэнергии при смещении графика нагрузки относительно текущего положения в диапазоне $\tau = -1 \div 2$ часа с шагом смещения 0,5 ч.
3. На основании выполненных расчетов сделать вывод о целесообразности для промышленного предприятия перехода с двухставочного на двухставочно-дифференцированный тариф.

Решение.

1. Имея среднестатистический график нагрузки за $N_{\text{сут}}$ в виде массива математически ожидаемых осредненных на интервале Δt мощностей $\{P_i\}$ ($i = 1 \div 24/\Delta t$), расход электроэнергии внутри тарифной зоны W_3 с началом в момент t_n и продолжительностью T_3 за расчетный период с количеством дней $N_{\text{дн}}$ определяется следующим выражением:

$$\begin{cases} W_3 = N_{\text{дн}} \cdot \Delta t \cdot \sum_{j=N}^M P_i; \\ N = \frac{t_n}{\Delta t} + 1; M = \frac{t_n + T_3}{\Delta t}. \end{cases} \quad (1)$$

Определяем диапазоны индексов для суммирования мощностей и определения электроэнергии внутри этих тарифных зон:

- для зоны пик ($t_{\text{нач}} = 8^{00}$, $T_3 = 3$ ч)

$$N^{\text{п}} = \frac{8}{0,5} + 1 = 17; M^{\text{п}} = \frac{8+3}{0,5} = 22;$$

- для зоны ночь ($t_{\text{нач}} = 0^{00}$, $T_3 = 6$ ч) и ($t_{\text{нач}} = 23^{00}$, $T_3 = 1$ ч)

$$N^{\text{н}} = \frac{0}{0,5} + 1 = 1; M^{\text{н}} = \frac{0+6}{0,5} = 12;$$

$$N^{\text{н}} = \frac{23}{0,5} + 1 = 47; M^{\text{н}} = \frac{23+1}{0,5} = 48;$$

- для зоны полупик ($t_{\text{нач}} = 6^{00}$, $T_3 = 2$ ч) и ($t_{\text{нач}} = 11^{00}$, $T_3 = 12$ ч)

$$N^{\text{п}} = \frac{6}{0,5} + 1 = 13; M^{\text{п}} = \frac{6+2}{0,5} = 16;$$

$$N^{\text{п}} = \frac{11}{0,5} + 1 = 23; M^{\text{п}} = \frac{11+12}{0,5} = 26.$$

Модель суточного графика электрической нагрузки

Модель графика электрической нагрузки									
№ п/п	t, ч	P(t), кВт	δ , кВт	Pmax(t), кВт	№ п/п	t, ч	P(t), кВт	δ , кВт	Pmax(t), кВт
1	0:30	12	3	17	25	12:30	95	1	97
2	1:00	13	3	18	26	13:00	86	1	88
3	1:30	13	3	18	27	13:30	82	1	84
4	2:00	13	3	18	28	14:00	78	1	80
5	2:30	13	3	18	29	14:30	71	1	73
6	3:00	13	3	18	30	15:00	69	15	94
7	3:30	13	4	20	31	15:30	56	15	81
8	4:00	12	4	19	32	16:00	60	13	81
9	4:30	12	4	19	33	16:30	38	12	58
10	5:00	12	4	19	34	17:00	26	12	46
11	5:30	11	4	18	35	17:30	23	14	46
12	6:00	11	4	18	36	18:00	26	12	46
13	6:30	12	4	19	37	18:30	19	13	40
14	7:00	14	4	21	38	19:00	14	15	39
15	7:30	24	6	34	39	19:30	15	15	40
16	8:00	38	6	48	40	20:00	15	9	30
17	8:30	69	6	79	41	20:30	14	8	27
18	9:00	83	6	93	42	21:00	18	9	33
19	9:30	86	8	99	43	21:30	12	7	24
20	10:00	87	8	100	44	22:00	10	8	23
21	10:30	86	8	99	45	22:30	10	9	25
22	11:00	85	8	98	46	23:00	9	6	19
23	11:30	79	9	94	47	23:30	9	6	19
24	12:00	80	11	98	48	0:00	9	6	19

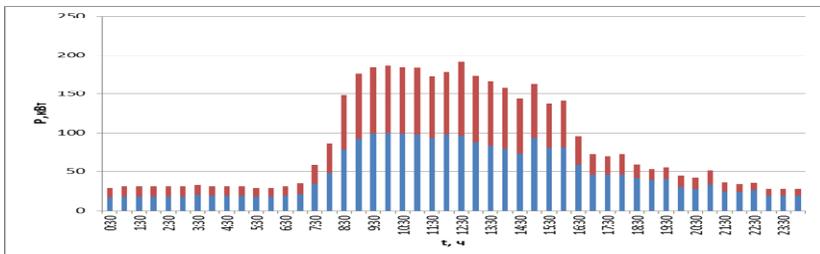


Рис. 75. Математически ожидаемый график нагрузки и максимальных получасовых потребляемых мощностей на предприятии

Рассчитываем по выражению (1) количество электроэнергии за месяц, потребляемое внутри тарифных зон $W_{\text{п}}$, $W_{\text{пп}}$, $W_{\text{н}}$, а также энергию за весь расчетный период (месяц):

для зоны ПИК –

$$W_{\text{п}} = N_{\text{дн}} \cdot \Delta t \cdot \sum_{j=17}^{22} P_j = 30 \cdot 0,5 \cdot (69 + 83 + 86 + 87 + 86 + 85) = 7440 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

для зоны НОЧЬ –

$$W_{\text{пп}} = N_{\text{дн}} \cdot \Delta t \cdot (\sum_{j=1}^{12} P_j + \sum_{j=47}^{48} P_j) = 30 \cdot 0,5 \cdot [(12 + 13 + 13 + 13 + 13 + 13 + 13 + 12 + 12 + 12 + 11 + 11) + (9 + 9)] = 2490 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

для зоны ПОЛУПИК –

$$W_{\text{пп}} = N_{\text{дн}} \cdot \Delta t \cdot (\sum_{j=13}^{16} P_j + \sum_{j=23}^{j=46} P_j) = 30 \cdot 0,5 \cdot 1093 = 16395 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Всего энергии за расчетный период:

$$W_{\text{мес}} = W_{\text{п}} + W_{\text{пп}} + W_{\text{н}} = 16395 + 2490 + 7440 = 26325 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

3. Определяем интервал индексов для выбора максимальной мощности $P_{\text{м}}^{\text{ф}}$.

4. По выражению (2) рассчитываем значения мощностей для интервалов пиковой зоны 17÷22 и выбираем наибольшее:

$$P_{\text{max}} = \max \{ P_i + t_{\alpha, k} \cdot \sigma_i \}, \text{ при } t_{\text{н}}^{\text{пик}} \langle i \cdot \Delta t \leq t_{\text{к}}^{\text{пик}}, \quad (2)$$

где σ_i – стандартное отклонение мощности на i -м интервале;

$t_{\alpha, k}$ – отношение Стьюдента при вероятности ошибки α и $k = N_{\text{сут}} - 1$ степенях свободы;

$t_{\text{нпик}}$, $t_{\text{кпик}}$ – начальный и конечный моменты пиковой зоны.

Для 17-ого интервала

$$P_{\text{max}17} = 69 + 1,65 \cdot 6 \approx 79 \text{ кВт}.$$

Для остальных интервалов расчеты выполняются аналогично. Результаты расчетов максимальных мощностей для всего суточного графика приведены в табл. 14.

Наибольшее значение получасовой мощности в пиковой зоне двухставочно-дифференцированного тарифа:

$$P_{\max}^{\phi} = \max\{P_{\max 17}, P_{\max 18}, P_{\max 19}, P_{\max 20}, P_{\max 21}, P_{\max 22}\} = \max\{79, 93, 99, 100, 99, 98\} = 100 \text{ кВт.}$$

Наибольшее значение получасовой мощности в зонах утреннего (интервалы 17÷22) и вечернего (интервалы 35÷40) максимума двухставочного тарифа:

$$P_{\max}^{\phi} = \max\{P_{\max 17}, P_{\max 18}, P_{\max 19}, \dots, P_{\max 22}, P_{\max 35}, P_{\max 36}, \dots, P_{\max 40}\} = \max\{79, 93, 99, 100, 99, 98, 46, 46, 40, 39, 40, 30\} = 100 \text{ кВт.}$$

5. Рассчитываем стоимость электроэнергии по двухставочному и двухставочно-дифференцированному тарифам.

По двухставочному тарифу

$$\Pi_{\text{д}} = 0,065732 \cdot 100 + 48,6 \cdot 2,6325 = 65,7320 + 127,9395 = 193,6715 \text{ руб.}$$

По двухставочно-дифференцированному тарифу

$$\Pi_{\text{дд}} = 0,065732 \cdot 0,5 \cdot 100 + 48,6 \cdot (2,41 \cdot 0,7440 + 1 \cdot 1,6395 + 0,72 \cdot 2,490) = 32,8660 + 175,5345 = 208,4005 \text{ руб.}$$

При расчете стоимости электроэнергии $\Pi_{\text{дд}}$ использованы тарифные коэффициенты:

пиковой зоны

$$k_{\text{п}} = 1 + \frac{a \cdot k_{\text{а}} \cdot (4 \cdot T_{\text{п}} - T_{\text{н}})}{b \cdot N_{\text{дв}} \cdot (T_{\text{п}}^2 - T_{\text{н}}^2)} = 1 + \frac{0,065732 \cdot 0,5 \cdot (4 \cdot 7 - 3)}{48,6 \cdot 30 \cdot (7^2 - 3^2)} = 2,41;$$

ночной зоны

$$k_n = 1 - \frac{a \cdot k_a \cdot (4 \cdot T_n - T_n)}{b \cdot N_{dv} \cdot (T_n^2 - T_n^2)} = 1 - \frac{0,065732 \cdot 0,5 \cdot (4 \cdot 3 - 7)}{48,6 \cdot 30 \cdot (7^2 - 3^2)} = 2,41.$$

Таким образом, плата за электроэнергию по двухставочному тарифу с основной ставкой за фактическую максимальную мощность $\Pi_d = 193,6715$ руб. ниже, чем плата по двухставочно-дифференцированному тарифу $\Pi_{дд} = 208,4005$ руб. на 7,1 % и при автоматизации учета электроэнергии предприятию экономически целесообразно переходить на дифференцированную по зонам суток оплату электроэнергии, если не предполагается изменить структуру электропотребления в тарифных зонах за счет смещения времени работы электрооборудования из пиковой зоны в ночную или полупиковую зоны.

6. Исследуем влияние на структуру суточного электропотребления горизонтального маневрирования графиком нагрузки в диапазоне $\tau = \pm 2$ часа.

Для этого смещаем график нагрузки на $\tau = \pm 2$ часа. При $\tau > 0$ смещение производится в направлении роста индексов, при $\tau < 0$ – в обратном.

7. Определяем величину относительного снижения стоимости электроэнергии при смещении графика нагрузки.

$$\Delta\Pi = \frac{\Pi(0) - \Pi(\tau)}{\Pi(0)} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

где $\Pi(0)$, $\Pi(\tau)$ – плата за электроэнергию при нулевом смещении и смещении τ соответственно, руб.

Для смещения $\tau = 2$ ч

$$\Delta\Pi(2) = \frac{208,4005 - 180,8739}{208,4005} \cdot 100 \% = 13,2.$$

Для других смещений расчеты выполнены аналогично, результаты приведены в табл. 14.

Таблица 14

Результаты расчета

Электропотребление при маневрировании											
№	Зона	Время	Смещение графика, ч			№	Зона	Время	Смещение графика, ч		
			-2	0	2				-2	0	2
1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
1	ночь	0:30	13	12	10	25	п/пик	12:30	71	95	86
2	ночь	1:00	13	13	9	26	п/пик	13:00	69	86	85
3	ночь	1:30	13	13	9	27	п/пик	13:30	56	82	79
4	ночь	2:00	12	13	9	28	п/пик	14:00	60	78	80
5	ночь	2:30	12	13	12	29	п/пик	14:30	38	71	95
6	ночь	3:00	12	13	13	30	п/пик	15:00	26	69	86
7	ночь	3:30	11	13	13	31	п/пик	15:30	23	56	82
8	ночь	4:00	11	12	13	32	п/пик	16:00	26	60	78
9	ночь	4:30	12	12	13	33	п/пик	16:30	19	38	71
10	ночь	5:00	14	12	13	34	п/пик	17:00	14	26	69
11	ночь	5:30	24	11	13	35	п/пик	17:30	15	23	56
12	ночь	6:00	38	11	12	36	п/пик	18:00	15	26	60
13	п/пик	6:30	69	12	12	37	п/пик	18:30	14	19	38
14	п/пик	7:00	83	14	12	38	п/пик	19:00	18	14	26
15	п/пик	7:30	86	24	11	39	п/пик	19:30	12	15	23
16	п/пик	8:00	87	38	11	40	п/пик	20:00	10	15	26
17	пик	8:30	86	69	12	41	п/пик	20:30	10	14	19
18	пик	9:00	85	83	14	42	п/пик	21:00	9	18	14
19	пик	9:30	79	86	24	43	п/пик	21:30	9	12	15
20	пик	10:00	80	87	38	44	п/пик	22:00	9	10	15
21	пик	10:30	95	86	69	45	п/пик	22:30	12	10	14
22	пик	11:00	86	85	83	46	п/пик	23:00	13	9	18
23	п/пик	11:30	82	79	86	47	ночь	23:30	13	9	12
24	п/пик	12:00	78	80	87	48	ночь	24:00	13	9	10
Структура суточного потребления											
						<i>W</i> _{пик}	7665	7440	3600		
						<i>W</i> _{пп}	3165	2490	2415		
						<i>W</i> _{мес.}	15495	16395	20310		
						<i>P</i> _{ф max}	108	100	96		
Стоимость электроэнергии и ее изменения при маневрировании											
						Пдд, руб.	211,653	208,4005	180,8739		
						ΔП, %	-1,56	0	13,2		

7.5. Индивидуальные задания

1. Выполнить расчет согласно заданному варианту (табл. 15).

Таблица 15

Суточные графики мощности P и стандартного отклонения

№ п/п	$t, \text{ч}$	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6		Вариант 7		Вариант 8		Вариант 9	
		$P(t), \text{кВт}$	$\delta, \text{кВт}$																
1	0:30	112	3	118	4	133	6	151	10	155	U	100	12	95	9	93	10	201	11
2	1:00	113	3	119	4	134	6	152	10	156	11	101	12	96	9	94	10	202	11
3	1:30	113	3	119	4	134	6	152	10	156	11	101	12	96	9	94	10	202	11
4	2:00	113	3	119	4	134	6	152	10	156	11	101	12	96	9	94	10	202	11
5	2:30	113	3	119	4	134	6	152	10	156	11	101	12	96	9	94	10	202	11
6	3:00	113	3	119	4	134	6	152	10	156	11	101	12	96	9	93	10	202	11
7	3:30	113	4	119	5	134	7	152	11	156	12	101	13	96	30	93	11	202	12
8	4:00	112	4	118	5	133	7	151	11	155	12	100	13	95	30	93	11	201	12
9	4:30	112	4	118	5	133	7	151	11	155	12	100	13	95	30	93	11	201	12
10	5:00	112	4	118	5	133	7	151	11	155	12	100	13	95	10	93	11	201	12
11	5:30	111	4	117	5	132	7	150	11	154	12	99	13	94	10	92	11	200	12
12	6:00	111	4	117	5	132	7	150	11	154	12	99	13	94	10	92	11	200	12
13	6:30	112	4	117	5	133	7	151	11	155	12	100	13	95	30	93	11	201	12
14	7:00	114	4	120	5	135	7	153	11	157	12	102	13	97	10	95	11	203	12
15	7:30	124	6	130	7	145	9	163	13	167	14	112	15	107	12	105	13	213	14
16	8:00	138	6	144	7	159	9	177	13	181	14	126	15	121	12	119	13	227	14
17	8:30	169	6	175	7	190	9	208	13	212	14	157	15	152	12	150	13	258	14
18	9:00	183	6	189	7	201	9	222	13	226	14	171	15	166	12	164	13	272	14
19	9:30	186	8	192	9	207	11	225	15	229	16	174	17	169	14	167	15	275	16
20	10:00	187	8	193	9	208	11	226	15	230	16	175	17	170	14	165	15	276	16
21	10:30	186	8	192	9	207	11	225	15	229	16	174	17	169	14	167	15	278	16

22	11:00	185	8	191	9	206	11	224	15	228	16	173	17	16S	14	166	15	274	16
23	11:30	179	9	185	10	200	12	218	16	222	17	167	18	162	15	160	15	268	17
24	12:00	180	11	186	12	201	14	219	18	223	19	168	20	163	17	161	15	269	19
25	12:30	195	1	201	2	216	4	234	4	238	9	1S3	10	17S	7	176	8	284	9
26	13:00	186	1	192	2	207	4	225	4	229	9	174	10	169	7	167	8	275	9
27	13:30	182	1	188	2	203	4	221	4	225	9	170	10	165	7	168	8	271	9
28	14:00	178	1	184	2	199	4	217	4	221	9	166	10	161	7	159	8	267	9
29	14:30	171	1	177	2	192	4	210	4	214	9	159	10	154	7	152	8	260	9
30	15:00	169	15	175	16	190	18	205	22	212	23	157	24	152	21	150	22	288	23
31	15:30	156	15	162	16	177	18	195	22	199	23	144	24	139	21	137	22	245	23
32	16:00	160	13	166	14	181	16	199	20	203	21	14S	22	143	19	141	20	249	21
33	16:30	138	12	144	13	159	18	177	19	181	20	126	21	121	18	119	19	227	20
34	17:00	126	12	132	13	147	18	165	19	169	20	114	21	109	18	107	19	215	20
35	17:30	123	14	129	15	144	17	162	21	166	22	111	23	106	20	104	21	212	22
36	18:00	126	12	132	13	147	18	165	19	169	20	114	21	109	18	107	19	218	20
37	18:30	119	13	125	14	140	16	158	20	162	21	107	22	102	19	100	20	208	21
3S	19:00	114	15	120	16	135	18	153	22	157	23	102	24	97	21	95	22	203	23
39	19:30	115	15	121	16	136	18	154	22	158	23	103	24	9S	21	96	22	204	23
43	20:00	115	9	121	10	136	12	154	16	158	17	103	18	9S	15	96	16	204	17
41	20:30	114	8	120	9	135	11	153	15	157	16	102	17	97	14	95	15	203	16
42	21:00	118	9	124	10	139	12	157	16	161	17	106	18	101	15	99	16	207	17
43	21:30	112	7	118	8	133	10	151	14	155	15	100	16	95	13	93	14	201	18
44	22:00	110	8	116	9	131	11	149	15	153	16	98	17	93	14	91	15	199	16
45	22:30	110	9	116	10	131	12	149	16	153	17	98	18	93	15	91	16	199	17
46	23:00	109	6	115	7	130	9	148	13	152	14	97	15	92	12	90	13	198	14
47	23:30	109	6	115	7	130	9	148	13	152	14	97	15	92	12	90	13	198	14

7.6. Контрольные вопросы для самоподготовки

1. Основные термины и определения, используемые в методике расчета.
2. Характеристики двухставочного и двухставочно-дифференцированного тарифов, их недостатки и преимущества. Тарифные коэффициенты.

Практическое занятие № 8

МЕТРОЛОГИЯ ЭЛЕКТРОННЫХ ЭЛЕКТРОСЧЕТЧИКОВ

8.1. Цель занятия

1. Изучить метрологические требования к электронным счетчикам электрической энергии (ЭЭС).
2. Изучить составляющие суммарных погрешностей ЭЭС.

8.2. Программа занятия

1. Ознакомиться с реальными погрешностями ЭЭС разных классов и изготовителей.
2. Ознакомиться с распределением погрешностей ЭЭС внутри диапазона, определяемого классом ЭЭС.
3. Получить задание преподавателя на выполнение реферата по теме занятия.

8.3. Методические указания

Для соблюдения требований единства измерений следует пользоваться узаконенной метрологией, согласно которой:

- средство измерений (СИ) – техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и хранящее единицу физической величины, размер которой принимается неизменным (в пределах установленной погрешности) в течение известного интервала времени;

- измерительный прибор – это средство измерений, предназначенное для получения значений измеряемой физической величины в установленном диапазоне;

- измерительная установка – совокупность СИ, расположенных в одном месте;

- измерительная система – совокупность СИ, рассредоточенных по объекту (объектам) измерения;

- погрешность СИ – разность между показаниями СИ и истинным (действительным) значением измеряемой физической величины;

- абсолютная погрешность – погрешность, выражаемая в единицах измеряемой величины;

- относительная погрешность – погрешность, выражаемая отношением абсолютной погрешности к результату измерений или к действительному значению измеренной физической величины;

- класс точности средства измерений – обобщенная характеристика, применяемая для типа СИ и предусматривающая выражение предельно допускаемых погрешностей абсолютными, относительными и приведенными значениями.

АСКУЭ в наиболее полном виде представляет собой совокупность измерительных каналов (ИК), функционирующих как единое целое и объединяющих в себе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), электронные счетчики электроэнергии (далее – счетчики) с хранимой базой данных (далее – БД), в которой накапливаются результаты измерений и внешний доступ к которой осуществляется по цифровым интерфейсам (ЦИ) – первый уровень ИК;

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) – второй уровень ИК;

- компьютерная сеть (КВС) с серверами точного времени и серверами сбора и представления информации – третий уровень ИК.

Технические средства первого уровня относятся к средствам измерений и рассматриваются как измерительный компонент ИК (далее ИИК). Отображение, вычисление, группирование и гарантированное хранение собираемых данных, а также формирование учетной информации по электроэнергии и мощности осуществляется в УСПД и на третьем уровне ИК, которые рассматриваются как вычислительный компонент ИК.

При проведении метрологической аттестации КТС АСКУЭ погрешности измерений в каждой точке учета электроэнергии и электрической мощности определяются для трех значений тока нагрузки с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0,8$ и токами нагрузки, составляющими соответственно 5 %, 20 % и 100 % от номинального тока. Погрешность ИК представляется в виде границ доверительного интервала в предположении нормального закона распределения с доверительной вероятностью $P = 95$ %.

Оценку погрешности измерений электроэнергии ИК определяют по составляющим погрешности, полученным из эксплуатационных документов на СИ, входящих в ИК, при рабочих условиях эксплуатации и из результатов экспериментальных исследований.

Границы погрешности измерений активной электроэнергии $\delta_{\text{анк}}$, %, определяют по формуле

$$\delta_{\text{анк}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_j^2 + \delta_u^2 + \delta_{\Theta a}^2 + \delta_\pi^2 + \delta_{\text{оса}}^2 + \sum_{i=1}^n \delta_{CDai}^2}, \quad (1)$$

где δ_j – предел допускаемой относительной токовой погрешности ТТ, %;

δ_u – предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, %;

$\delta_{\Theta a}$ – предел допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН для активной энергии, %;

δ_π – потери напряжения во вторичных цепях ТН, %;

$\delta_{\text{оса}}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика активной энергии, %;

δ_{CDai} – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика активной энергии, возникающей из-за отклонения i -й влияющей величины от ее нормального значения, %.

Граница погрешности измерений активной электроэнергии по группе ИК $\delta_{\text{агр}}$, %, определяется по формуле

$$\delta_{\text{агр}} = \pm 1,1 \sqrt{\sum_{i=1}^n d_{wi}^2 \cdot \delta_{\text{аик}}^2 + \delta_{\text{выч}}^2}, \quad (2)$$

$$d_{wi} = \frac{W_i}{W_{\text{агр}}},$$

где n – количество каналов, входящих в группу;

$W_{\text{агр}}$ – суммарное значение активной энергии, измеренное группой, состоящей из n измерительных каналов, кВт·ч;

W_i – значение активной энергии, измеренное i -измерительным каналом, кВт·ч.

Пределы допускаемой относительной погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН определяются для активной энергии по формуле

$$\delta_{\Theta} = 0,029 \sqrt{\Theta_j^2 + \Theta_u^2} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (3)$$

где Θ_j – угловая погрешность ТТ, мин;

Θ_u – угловая погрешность ТН, мин;

φ – угол сдвига фаз между током и напряжением в измеряемой цепи в точке учета, мин;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности в точке учета.

Пределы допускаемой токовой погрешности δ_j , %, и угловой погрешности Θ_j , мин, ТТ, входящего в состав ИК, определяемые по ГОСТ 7746-2001, приведены в таблице 16, а пределы допускаемых относительной погрешности напряжения, угловой погрешно-

сти Θ_u трансформатора напряжения, определяемые по ГОСТ 1983-2001, приведены в табл. 17.

Таблица 16

Пределы допускаемой токовой погрешности и угловой погрешности ТТ

Класс точности ТТ	Первичный ток, % от номинального значения	Предельное значение		Пределы вторичной нагрузки в % от ном., $\cos\varphi = 0,8$	
		токовой погрешности, %	угловой погрешности, мин		
5		$\pm 0,75$	± 30	25 - 100	
20		$\pm 0,35$	± 15		
100		$\pm 0,2$	± 10		
1		$\pm 0,75$	± 30		
5		$\pm 0,35$	± 15		
20		$\pm 0,2$	± 10		
100		$\pm 0,2$	± 10		
5		$\pm 1,5$	± 90		
20		$\pm 0,75$	± 45		
100		$\pm 0,5$	± 30		
1		$\pm 1,5$	± 90		25 - 100
5		$\pm 0,75$	± 45		
20		$\pm 0,5$	± 30		
100		$\pm 0,5$	± 30		

Таблица 17

Пределы допускаемых относительной погрешности напряжения, угловой погрешности ТН

Класс точности ТН	Предел допускаемой погрешности	
	напряжения, %	угловой, мин
0,2	$\pm 0,2$	± 10
0,5	$\pm 0,5$	± 20

Метрологические требования к счетчикам электрической энергии

Класс точности счетчика определяется как число, равное пределу основной допускаемой погрешности, выраженной в форме

относительной погрешности $\delta_{\text{оп}}$ в процентах, для определенных значений тока нагрузки $I_{\text{н}}$ в диапазоне от $0,1I_{\text{б}}$ до $I_{\text{макс}}$ или от $0,05I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$ – установленном диапазоне измерений – при коэффициенте мощности, равном 1 (в том числе в случае многофазных счетчиков – при симметричных нагрузках), при испытании счетчика в нормальных условиях (с учетом допускаемых отклонений от номинальных значений), установленных в стандартах, определяющих частные требования. В этом определении $I_{\text{б}}$ – базовый ток (значение тока, являющееся исходным для установления требований к счетчику с непосредственным включением), $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток (значение тока, являющееся исходным для установления требований к счетчику, работающему от трансформатора) и $I_{\text{макс}}$ – максимальный ток (наибольшее значение тока, при котором счетчик удовлетворяет установленным требованиям точности).

Литера S в табл. 17 и 18 означает, что класс точности счетчика нормируется, начиная с нижней границы не в 5 % $I_{\text{ном}}$ (как для счетчиков без литеры, например, классов 0,2 и 0,5), а с 1 % $I_{\text{ном}}$ (ниже этой границы погрешность не нормируется, хотя счетчик и производит измерения электроэнергии, мощность которой превышает чувствительность счетчика). Верхняя граница установленного диапазона измерения определяется величиной $I_{\text{макс}}$, которая для счетчиков трансформаторного включения должна выбираться изготовителем из множества значений {1,2; 1,5; 2,0 или 6,0} $I_{\text{ном}}$. В свою очередь, $I_{\text{ном}}$ для таких счетчиков должен иметь значение 1 А или 2 А, или 5 А (для счетчиков непосредственного включения выбор стандартных значений базовых токов производится из более широкого диапазона значений {5; ...; 100} А, в частности, для однофазного счетчика должен быть не менее 30 А).

Стандартные нормальные условия проверки точности счетчиков классов 0,2S, 0,5S, 1 и 2 приведены в табл. 18.

Дополнительно к указанным нормальным условиям для многофазных счетчиков напряжения и токи должны быть практически симметричными (отклонения от средних значений не должны превышать 1–2 %).

Границы, или пределы $\Gamma_{\text{оп}}$ основной погрешности счетчика $\delta_{\text{оп}}$, вызываемой изменениями тока $I_{\text{н}}$ и видом нагрузки (активной при $\text{KM} = 1$, реактивной – емкостной Е или индуктивной И с соответст-

вующими значениями КМ) при нормальных условиях, не должны превышать пределов для соответствующего класса точности одно- и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками (табл. 19).

Таблица 18

Нормальные условия проверки счетчика на точность

Влияющая величина	Нормальное значение	Допускаемое отклонение для классов точности		
		0,2S; 0,5S	1	2
Температура окружающего воздуха T_n , °C	23	±2		
Напряжение U , В	Номинальное	±1,0 %		
Частота f , Гц	Номинальная	±0,3 %	±0,3 %	±0,5 %
Порядок следования фаз	L1 - L2 - L3	-		
Несимметрия напряжения	Все фазы подключены	-		
Форма кривой (коэффициент искажения)	Синусоидальные U, I	<2 %	<2 %	<3 %
Постоянная внешняя магнитная индукция $B_{п}$, мТл	0	-		
Внешняя магнитная индукция при $f_{ном}$ B_f , мТл	0	<0,05		
Электромагнитное поле 30 кГц-2 ГГц Н, В/м	0	<1		
Кондуктивные радиочастотные помехи, В *	0	<1		

Примечание (*). Под кондуктивной (от лат. *conductor* проводник) электромагнитной помехой понимается электромагнитная помеха, распространяющаяся не из окружающего воздушного пространства, а по элементам электрической сети, т.е. по проводам.

Пределы допустимой основной погрешности счетчиков
при нормальных условиях

Значения тока нагрузки I_n из диапазона значений {...}		Коэф- фи- ци- ент мош- но- сти (КМ)	Пределы $\Gamma_{оп}$ погрешности $\delta_{оп}$ для классов точности, %			
Непо- средст- венное включе- ние	Трансформа- торное включение		0,2S	0,5S	1	2
-	$0,01 I_{ном} \dots 0,05 I_{ном}$	1,00	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$	-	
	$0,05 I_{ном} \dots I_{макс}$		$\pm 0,2(0,3)^*$	$\pm 0,5(0,6)^*$		
	$0,02 I_{ном} \dots 0,10 I_{ном}$	0,50И	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$		
	$0,10 I_{ном} \dots I_{макс}$	0,80Е	$\pm 0,3(0,4)^*$	$\pm 0,6(1,0)^*$		
$0,05 I_б \dots$ $0,10 I_б$	$0,02 I_{ном} \dots 0,05 I_{ном}$	1,00	-		$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
$0,10 I_б \dots I_{макс}$	$0,05 I_{ном} \dots I_{макс}$				$\pm 1,0(2,0)^*$	$\pm 2,0(3,0)^*$
$0,10 I_б \dots$ $0,20 I_б$	$0,05 I_{ном} \dots 0,10 I_{ном}$	0,50И; 0,80Е			$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
$0,20 I_б \dots I_{макс}$	$0,10 I_{ном} \dots I_{макс}$	0,50И; 0,80Е			$\pm 1,0(2,0)^*$	$\pm 2,0(3,0)^*$

Примечание (*). Погрешности для многофазных счетчиков с однофазной нагрузкой, но при сохранении симметрии многофазных напряжений.

Из табл. 19 следует, что даже в нормальных условиях, но при изменении тока и вида нагрузки, предел $\Gamma_{оп}$ основной допускаемой погрешности $\delta_{оп}$ счетчика увеличивается относительно номинала класса точности в 2-2,5 раза. В частности, для счетчиков трансформаторного включения классов 0,2S и 0,5S это имеет место, во-первых, в диапазоне тока до 5 % $I_{ном}$ при активной нагрузке, и, во-вторых, в диапазоне тока до 10 % $I_{ном}$ при реактивной нагрузке (в диапазоне до $I_{макс}$ предел погрешности увеличивается в 1,5 раза). На рис. 76 приведен график пределов основной погрешности счетчика класса 0,2S, соответствующий табл. 19 (область допустимой погрешности заштрихована, границы области при активной нагрузке указаны сплошной, а при реактивной – штрихпунктирной линией; $I_ч$ – ток чувствительности счетчика, при котором погрешность не определена, но велика).

Пределы $\Gamma_{\text{дп}}$ допустимой дополнительной погрешности $\delta_{\text{дп}}$, вызываемой влияющими величинами (по отношению к нормальным условиям), для счетчиков классов точности 0,2S; 0,5S и 1; 2 приведены соответственно в табл. 20 и 21.

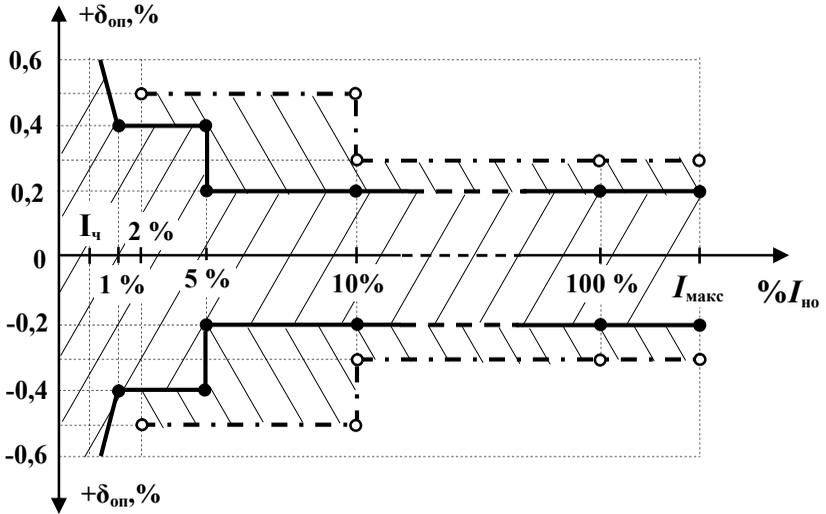


Рис. 76. График пределов основной погрешности счетчика класса 0,2S

Таблица 20

Пределы допустимой дополнительной погрешности для счетчиков классов 0,2S и 0,5S

Влияющая величина	Значения тока I из диапазона значений {...}	КМ	Пределы $\Gamma_{\text{дп}}$ дополнительной погрешности $\delta_{\text{дп}}$ для классов точности, %	
			0,2S	0,5S
1	2	3	4	5
1. Изменение температуры окружающего воздуха T_a , °К	$0,05I_{\text{ном}} \dots I_{\text{макс}}$	1,0	*СТК=0,01	СТК=0,03
	$0,10I_{\text{ном}} \dots I_{\text{макс}}$	0,5И	СТК=0,02	СТК=0,05
2. Изменение напряжения U , ±10 % *	$0,05I_{\text{ном}} \dots I_{\text{макс}}$	1,0	0,10	0,20
	$0,10I_{\text{ном}} \dots I_{\text{макс}}$	0,5И	0,20	0,40
3. Изменение частоты f , ±2 %	$0,05I_{\text{ном}} \dots I_{\text{макс}}$	1,0	0,10	0,20
	$0,10I_{\text{ном}} \dots I_{\text{макс}}$	0,5 И		

Окончание таблицы 20

1	2	3	4	5
4. Обратный порядок следования фаз	$0,10I_{\text{НОМ}}$	1,0	0,05	0,10
5. Несимметрия напряжения (прерывания фаз)	$I_{\text{НОМ}}$		0,50	1,00
6. Гармоники в цепях тока и напряжения	$0,50I_{\text{МАКС}}$		0,40	0,50
7. Субгармоники в цепи тока	$0,50I_{\text{НОМ}}$		0,60	1,50
8. Постоянная магнитная индукция $B_{\text{п}}$	$I_{\text{НОМ}}$		2,0	
9. Внешняя магнитная индукция $B_{\text{в}}$, 0,5 мТл			0,50	1,00
10. Электромагнитное радиочастотное поле			1,00	2,00
11. Кондуктивные помехи			1,00	2,00
12. Наносекундные импульсы				
13. Колебательные затухающие помехи				

Примечания (*). 1. СТК – средний температурный коэффициент, %/1 °С. 2. При изменении U вне указанных пределов погрешность может увеличиться в 3 раза.

Таблица 21

Пределы допустимой дополнительной погрешности для счетчиков классов 1 и 2

Влияющая величина	Значения тока I из диапазона значений $\{ \dots \}$ при НВ/ТВ*	КМ	Пределы $\Gamma_{\text{дп}}$ дополнительной погрешности $\delta_{\text{дп}}$ для классов точности, %	
			1	2
1	2	3	4	5
1. Изменение температуры окружающего воздуха T , °К	$0,1 I_{\text{б}} \dots I_{\text{макс}}$	1,0	*СТК=0,05	СТК=0,10
	$0,05 I_{\text{НОМ}} \dots I_{\text{макс}}$	0,5И	СТК=0,07	СТК=0,15
	$0,2 I_{\text{б}} \dots I_{\text{макс}}$ $0,1 I_{\text{НОМ}} \dots I_{\text{макс}}$			
2. Изменение напряжения U , $\pm 10\%$ *	$0,05 I_{\text{б}} \dots I_{\text{макс}}$	1,0	0,70	1,00
	$0,02 I_{\text{НОМ}} \dots I_{\text{макс}}$	0,5И	1,00	1,50
	$0,10 I_{\text{б}} \dots I_{\text{макс}}$ $0,05 I_{\text{НОМ}} \dots I_{\text{макс}}$			
3. Изменение частоты f , $\pm 2\%$	$0,05 I_{\text{б}} \dots I_{\text{макс}}$	1,0	0,50	0,80
	$0,02 I_{\text{НОМ}} \dots I_{\text{макс}}$	0,5И	0,70	1,00
	$0,10 I_{\text{б}} \dots I_{\text{макс}}$ $0,05 I_{\text{НОМ}} \dots I_{\text{макс}}$			

1	2	3	4	5
4. Обратный порядок следования фаз	$0,10I_{\phi}/0,10I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	
5. Несимметрия напряжения (прерывания фаз)	$I_{\phi}/I_{\text{НОМ}}$		2,00	4,00
6. Гармоники в цепях тока и напряжения	$0,5I_{\text{макс}}$		0,8	1,0
7. Субгармоники в цепи тока	$0,5I_{\phi}/0,5I_{\text{НОМ}}$		3,00	6,0
8. Постоянная магнитная индукция $B_{\text{п}}$	$I_{\phi}/I_{\text{НОМ}}$		2,0	3,0
9. Внешняя магнитная индукция $B_{\text{в}}$ 0,5 мТл				
10. Электромагнитное радиочастотное поле				
11. Кондуктивные помехи				
12. Наносекундные импульсы				
13. Колебательные затухающие помехи				
14. Постоянная составляющая в цепи тока				
15. Нечетные гармоники в цепи тока	$0,5I_{\phi}/0,5I_{\text{НОМ}}$			

Примечания (*). 1. НВ/ТВ соответственно непосредственное и трансформаторное включение счетчика. 2. СТК – средний температурный коэффициент, %/1 °С. 3. При изменении U вне указанных пределов погрешность может увеличиться в 3 раза.

Анализ суммарных предельных погрешностей счетчиков

Если бы каждый счетчик эксплуатировался в нормальных условиях, то он имел бы только основную погрешность $\delta_{\text{оп}}$, которая не превышала бы пределов, указанных в табл. 20:

$$\delta_{\text{оп}} < \Gamma_{\text{оп}}(I_{\text{н}}, \text{КМ}). \quad (4)$$

Значения предела $\Gamma_{\text{оп}}(I_{\text{н}}, \text{КМ})$ зависят от режима работы нагрузки (величины тока нагрузки $I_{\text{н}}$ и КМ) и регламентированы в конкретном ее диапазоне. Вне этого диапазона (например, при КМ отличном от 1, 0,5И или 0,8Е) предел не определен.

Одна из основных задач при производстве измерений заключается в обнаружении и исключении систематических погрешностей. *Систематической погрешностью* измерения является составляющая результата измерения, остающаяся постоянной или закономерно изменяющаяся при повторных измерениях одной и той же физической величины (различают постоянные, прогрессивные, периодические и сложно изменяющиеся систематические погрешности). Их появление как при однократном измерении, так и в многократных повторениях одних и тех же измерений, выполняемых с помощью одного и того же метода и средства измерения, обусловлено совокупностью факторов, действующих устойчиво и одинаковым образом. Поэтому, например, при измерении фиксированного значения физической величины систематическая погрешность будет одинакова при всех повторениях, но при этом поправка на величину погрешности, которую можно было бы использовать для коррекции результата измерения, чаще всего неизвестна. Для счетчика известно только то, что погрешность не превышает конкретного предела. Такие погрешности целесообразно классифицировать как «*систематические погрешности известного происхождения, но неизвестной величины*».

На практике, как уже отмечалось выше, счетчики эксплуатируются в *рабочих условиях*, существенно отличающихся от нормальных условий. Поэтому суммарная погрешность результата измерения электроэнергии счетчиком должна учесть пределы дополнительных погрешностей, вызванных воздействием на счетчик влияющих величин (см. табл. 20, 21). Рассмотрим некоторые из них.

Рабочий диапазон температур, устанавливаемый для счетчиков, зависит от того, предназначены счетчики для использования внутри или вне помещения. Чаще всего для счетчиков наружной установки выбирается рабочий диапазон $\{-20\dots+55\}$ °С (в этом же диапазоне проводились испытания, о которых речь пойдет ниже). Нормируемые средние температурные коэффициенты и пределы погрешностей, вычисленные на их основе для указанного диапазона и для счетчиков различного класса точности, приведены в табл. 22 (в расчетах пределов принято, что повышение температуры до +55 °С относительно нормальной $T_n = +23 \pm 2$ °С, или диапазона $\{+21\dots+25\}$ °С, происходит на 30 °С, а понижение до -20 °С – на 41 °С).

Пределы допускаемой дополнительной температурной погрешности
для счетчиков различных классов точности

Т, °С	Значения тока I	КМ	Средние температур- ные коэффициенты, %/1 °С				Предел $\Gamma_{дп}$ (%) для температур -20 °С и +55 °С			
			0,2S	0,5S	1	2	0,2S	0,5S	1	2
-20	0,05 $I_{ном} \dots I_{макс}$	1,0	0,01	0,03			0,41	1,23		
	0,10 $I_{ном} \dots I_{макс}$	0,5И	0,02	0,05			0,82	2,05		
+55	0,05 $I_{ном} \dots I_{макс}$	1,0	0,01	0,01			0,3	0,3		
	0,10 $I_{ном} \dots I_{макс}$	0,5И	0,02	0,05			0,6	1,5		
-20	0,1 $I_{б} \dots I_{макс}$; 0,05 $I_{ном} \dots I_{макс}$	1,0			0,05	0,10			2,05	4,1
	0,2 $I_{б} \dots I_{макс}$; 0,1 $I_{ном} \dots I_{макс}$	0,5И			0,07	0,15			2,87	6,15
+55	0,1 $I_{б} \dots I_{макс}$; 0,05 $I_{ном} \dots I_{макс}$	1,0			0,05	0,10			1,5	3,0
	0,2 $I_{б} \dots I_{макс}$; 0,1 $I_{ном} \dots I_{макс}$	0,5И			0,07	0,15			2,1	4,5

Ясно, что применение того или иного значения предела допускаемой дополнительной температурной погрешности для счетчика наружной установки при оценке суммарной погрешности измерения электроэнергии за расчетный период зависит от температурного графика этого периода: зимой погрешность может в худшем случае достигать для счетчиков классов 0,2S; 0,5S; 1 и 2 соответственно значений 0,82; 2,05; 2,87 и 6,15, а летом – 0,6; 1,5; 2,1 и 4,5.

Следующая влияющая величина – *фазное напряжение* $U_{ном}$. Установленный и расширенный рабочие диапазоны счетчика должны иметь соответственно значения $\{0,90 \dots 1,10\} U_{ном}$ и $\{0,80 \dots 1,15\} U_{ном}$. Предельные погрешности для установленного диапазона с его допустимым 10 % отклонением от номинального напряжения приведены в табл. 19, 20 и в худшем случае (при КМ = 0,5И) составляют для классов точности 0,2S; 0,5S; 1 и 2 соответственно 0,2; 0,4; 1,0 и 1,5. Большинство счетчиков рассчитано на работу в расширенном рабочем диапазоне напряжения, а это означает, что их предельные погрешности при отклонениях напряжения выше $1,1U_{ном}$ (до $1,15U_{ном}$) и ниже $0,9U_{ном}$ (до $0,8U_{ном}$) могут иметь пределы соответственно в 3 раза хуже: 0,6; 1,2; 3,0 и 4,5.

Допустимые для счетчиков отклонения следующей влияющей величины – частоты в сети, как правило, устанавливаются на уровне $\pm 5\%$, что превышает нормируемый диапазон отклонения в $\pm 2\%$ (см. табл. 19, 20). Допустимый предел погрешности сверх $\pm 2\%$ отклонения частоты стандарты не регламентируют.

Пределы дополнительных погрешностей от влияющих величин значительно превышают номинальные значения классов точности счетчиков, которые сами существенно зависят от величины тока нагрузки и ее активно-реактивного характера. Поэтому *производить оценку точности измерения электроэнергии счетчиком только на основании его номинального класса точности недопустимо*. Значения пределов дополнительных погрешностей, в свою очередь, также зависят от нагрузки и от реальных значений влияющих величин.

Когда неизвестны временные колебания нагрузки, действующие влияющие величины и их диапазоны значений, оценка точности измерений электроэнергии, зафиксированной счетчиком за расчетный период, должна производиться на основе суммирования всех максимальных пределов основной и имеющих место дополнительных погрешностей, т.е. определяться на наихудший случай. При этом возможны как обычное суммирование погрешностей, подразумевающее их систематический характер, так и квадратическое суммирование, ориентированное на случайный или псевдослучайный характер погрешностей (учитывает процесс частичной компенсации погрешностей разных знаков). Результаты такого вычисления суммарных предельных погрешностей для счетчиков различных классов точности при воздействии на них всей номенклатуры влияющих величин приведены в табл. 23.

Таблица 23

Предельные основные и дополнительные погрешности и их суммы для счетчиков различных классов точности

Но- мер стро- ки	Влияющие величины	Максимальные пределы Γ по классам точности, %			
		0,2S	0,5S	1	2
1	2	3	4	5	6
0	Нормальные условия	0,5	1,0	2,0	3,0

1	2	3	4	5	6
1	Температура зимой (летом), $\{-20\dots+55\}$ °C	0,82 (0,6)	2,05(1,5)	2,87 (2,1)	6,15 (4,5)
2	Напряжение, $\{0,8\dots 1,15\} U_{\text{ном}}$	0,6	1,2	3,0	4,5
3	Частота f , $\pm 2\%$	0,1	0,2	0,7	1,0
4	Обратный порядок следования фаз	0,05	0,1	1,5	1,5
5	Несимметрия напряжения	0,5	1,0	2,0	4,0
6	Гармоники в цепях тока и напряжения	0,4	0,5	0,8	1,0
7	Субгармоники в цепи тока	0,6	1,5	3,0	6,0
8	Постоянная магнитная индукция	2,0	2,0	2,0	3,0
9	Внешняя магнитная индукция	0,5	1,0	2,0	3,0
10	Электромагнитное радиочастотное поле	1,0	2,0	2,0	3,0
11	Кондуктивные помехи	1,0	2,0	2,0	3,0
12	Наносекундные импульсы	1,0	2,0	2,0	3,0
13	Колебательные затухающие помехи	1,0	2,0	2,0	3,0
14	Постоянная составляющая в цепи тока	-	-	3,0	6,0
15	Нечетные гармоники в цепи тока	-	-	3,0	6,0
Сумма Γ по п. 0-15, $(\Gamma_0+\dots+\Gamma_{15})$		10,07	18,55	33,87	57,15
Квадратичная сумма Γ по п. 0-15, $((\Gamma_0)^2+\dots+(\Gamma_{15})^2)^{1/2}$		3,01	5,5	8,7	15,5

Из таблицы 22 следует, что при действии в максимальной степени всех регламентированных стандартами влияющих величин суммарная предельная погрешность счетчика $\delta_{\text{оп}}^{\Sigma\Gamma}$ может в 25–50 раз превысить номинал его класса точности при обычном суммировании систематических погрешностей с одним знаком (5) и в 5–6 раз при квадратичном (6) суммировании:

$$\delta_{\text{оп}}^{\Sigma\Gamma} < (\Gamma_0 + \dots + \Gamma_{15}); \quad (5)$$

$$\delta_{\text{оп}}^{\Sigma\Gamma} < ((\Gamma_0)^2 + \dots + (\Gamma_{15})^2)^{1/2} \quad (6)$$

Естественно, при уменьшении количества действующих влияющих величин и их интенсивности суммарная предельная погрешность будет приближаться к номинальному классу точности счетчика, превышая, тем не менее, его значение в разы. Поэтому для правильного и достоверного учета электроэнергии необходимо в каждой точке измерения обеспечить минимальное действие всех влияющих величин. Их минимизации может способствовать, с одной стороны, сам счетчик, который реализует, например, функции определения неправильной последовательности фаз, обнаружения внешних магнитных полей и т.д., а с другой стороны, проектировщики и эксплуатационный персонал, которые должны обеспечить дополнительные условия защиты счетчика от внешних влияющих величин (температуры, радиочастотных полей и т.д.). Без выполнения этих условий достоверность учета электроэнергии даже высокоточным счетчиком будет незначительной.

Анализ реальных погрешностей счетчиков

В таблице 22 объединены результаты испытаний при нормальных условиях трехфазных счетчиков класса 1 шести типов от пяти изготовителей (Беларуси – ПРУП «ВЗЭП», России – концерн «Энергомера», ФГУП «НЗИФ», ООО «Инкотекс» и Украины – ООО «Телекарт-Прибор»). Приведены данные по 29 образцам и в общей сложности по 435 отдельным измерениям. Очевидно, что горизонтальная строка (15 испытаний), соответствующая результатам испытаний определенного образца счетчика, содержит систематические погрешности, которые соответствуют конкретным условиям испытаний (установленным значениям I_n и КМ). При

многократном повторении для каждого конкретного образца указанных испытаний результаты будут лишь незначительно отличаться от указанных в табл. 22.

Вместе с тем, результаты испытаний для разных образцов счетчиков в одних и тех же условиях (столбец таблицы) различны и могут рассматриваться как значения случайной величины $\delta_{оп}$. Очевидно, что по каждому столбцу таблицы можно получить вероятностное распределение этой величины и на его основе определить погрешности среднестатистического счетчика для всех конкретных условий испытаний. Если допустить, что конкретные условия испытаний или эксплуатации счетчика неизвестны, то полученные по каждому образцу счетчика результаты (строку таблицы) также можно интерпретировать как значения случайной величины $\delta_{оп}$.

Определим законы и числовые характеристики случайного распределения основной погрешности $\delta_{оп}$ как по отдельным типам счетчиков, так и в целом по их совокупности. Для этого все множество значений случайной величины $\delta_{оп}$, которое принадлежит интервалу $\{-2, \dots, +2\}$ % для счетчиков класса 1, разобьем на группы, или диапазоны с дискретностью в 0,25 %, и для каждого диапазона определим арифметическую сумму значений случайной величины, групповую частоту и относительную групповую частоту попадания значений $\delta_{оп}$ в каждый диапазон. Результаты групповых выборок и расчетов приведены в табл. 23. На основе данных табл. 23 можно построить гистограммы и/или кривые распределения плотности вероятности случайной величины $\delta_{оп}$ (рис. 77).

На рис. 77 приведены кривые распределения для двух типов счетчиков (ЭЭ8005, ЦЭ6850М) и для всей испытанной совокупности 3-фазных счетчиков класса 1. Очевидно, что график распределения плотности вероятности основной погрешности счетчиков близок к нормальному распределению по отдельным типам счетчиков (и тем более по всей их совокупности). Заметим, что кривая для ЭЭ8005 смещена вправо относительно начала координат, а кривая ЦЭ8050М – влево. Кроме того, кривые отличаются формой (крутизной), среднеарифметическим значением (САЗ) и среднеквадратичное отклонением (СКО) основной погрешности. Числовые характеристики кривых – САЗ, СКО и диапазоны истинного значения основной погрешности $\delta_{оп}$ с доверительной вероятностью 0,997 приведены в табл. 24.

Распределение основных погрешностей $\delta_{оп}$ электронных счетчиков класса 1,0 по диапазонам на основе испытаний в нормальных условиях

Типы счетчиков (количество испытаний)	Диапазоны распределения ($\delta^{мин} - \delta^{макс}$) основной погрешности $\delta_{оп}$, %							
	Отрицательные значения $\delta_{оп}$				Положительные значения $\delta_{оп}$			
	(1,0-0,75)	(0,75-0,5)	(0,5-0,25)	(0,25-0,0)	(0,0-0,25)	(0,25-0,5)	(0,5-0,75)	(0,75-1,0)
	Суммы значений $\delta_{оп}$ по диапазонам/ групповые частоты / относительные групповые частоты							
ЭЭ8005 (122)	0,79/1/0,01	1,91/3/0,02	3,12/9/0,07	3,59/33/0,27	4/36/0,3	8,39/24/	6,04/10/0,2	5,28/6/0,05
ЦЭ6850 М (90)	-	3,34/6/0,07	8,21/23/0,26	4,94/44/0,49	1,27/16/0,18	0,32/1/0,01	-	-
ЦЭ6822 (135)	1,66/2/0,01	1,94/3/0,02	7,4/22/0,16	8,65/68/0,54	3,69/33/0,24	1,67/5/0,04	0,74/1/0,01	-
ПСЧ-ЗТА (29)	1,54/2/0,07	2,2/3/0,1	1,6/5/0,17	1,33/11/0,37	0,65/4/0,13	1,15/3/0,1	0,63/1/0,03	-
Мерк. 230 (30)	-	-	0,87/3/0,1	1,03/13/0,43	1,58/14/0,47	-	-	-
СТКЗ-10А (15)	-	-	0,54/2/0,13	-	0,23/1/0,07	4,09/10/0,67	1,05/2/0,13	-
Все типы (415)	3,99/5/0,01	9,48/15/0,04	21,74/64/0,15	19,54/169/0,4	11,42/104/0,25	15,62/43/0,1	8,46/14/0,03	-

Анализ рис. 77 и табл. 24 позволяет сделать следующие выводы:

- счетчики конкретного производителя имеют, как правило, САЗ основных погрешностей, смещенные относительно нуля в сторону «плюс» (например, ЭЭ8005) или «минус» (например, ЦЭ6850М), что, вероятно, связано с соответствующей организацией процесса регулировки и поверки счетчиков в конкретных заводских условиях;

- САЗ основных погрешностей могут достигать для отдельных типов счетчиков класса 1 величины 0,15–0,3 %, а по всей испытанной совокупности счетчиков класса 1 имеют отрицательное значение, причем по абсолютной величине значительно меньше соответствующих значений САЗ для большинства типов счетчиков;

- распределения основных погрешностей счетчиков от различных производителей отличаются между собой по СКО в 2–3 раза, что обусловлено особенностями базовых конструкций счетчиков.

Перейдем к рассмотрению дополнительных погрешностей от влияющих величин. В табл. 26 приведены значения суммы основной и дополнительной погрешностей счетчиков в соответствующих условиях испытаний при заданных диапазонах отклонений влияющих величин (напряжения, частоты и т. д.). Эти суммы могут рас-

смагиваться как значения случайной величины $\delta_{\text{дп}}$. На основании табл. 24 сформируем групповые выборки этой случайной величины (табл. 26) и построим кривые распределения ее плотностей (рис. 78).

Анализ показывает, что практически все значения сумм основной и дополнительных погрешностей распределены в диапазоне номинального класса счетчиков.

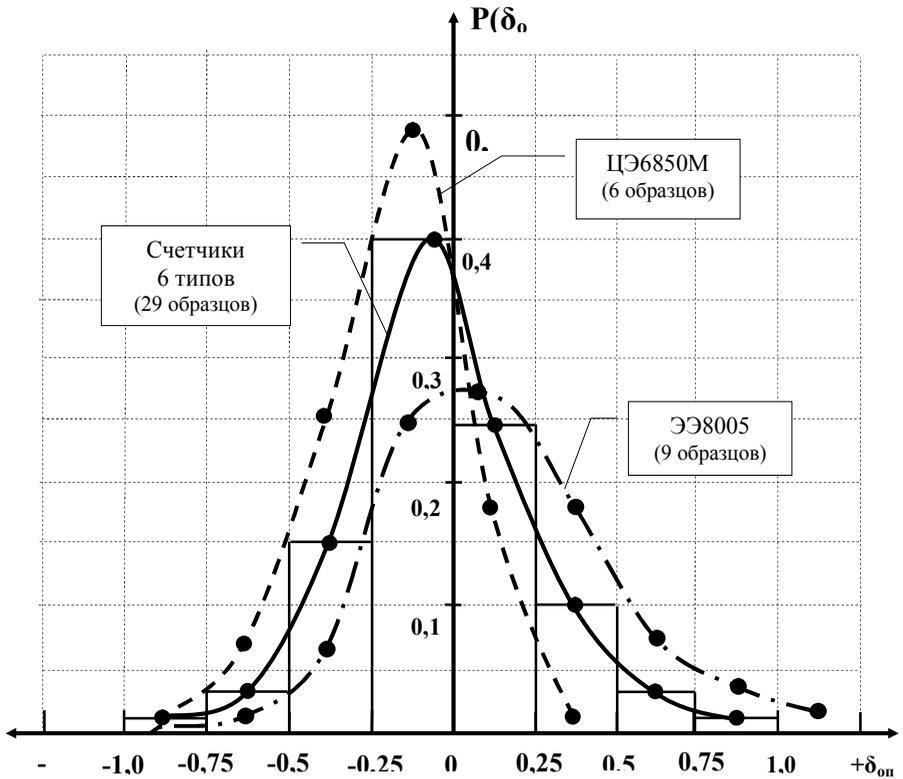


Рис. 77. Кривые распределения плотности вероятности основных погрешностей электронных счетчиков класса 1,0 при нуле по отдельным моделям (ЦЭ6850М, ЭЭ8005) и по всей совокупности испытанных счетчиков (более 400 отдельных измерений)

Числовые характеристики законов распределения основных погрешностей $\delta_{\text{оп}}$ электронных счетчиков класса 1,0 и истинное значение этих погрешностей в нормальных условиях

Типы счетчиков	Средне-арифметическое значение $\delta_{\text{оп}}^i$	Средне-квадратичное отклонение σ	3σ	Истинное значение $\delta_{\text{оп}}$ с доверительной вероятностью $p = 0,997$
ЭЭ8005	0,12	0,58	1,74	$-1,62 = 0,12 - 1,74 < \delta_{\text{оп}}^{\text{ист}} < 0,12 + 1,74 = 1,86$
ЦЭ6850М	-0,17	0,22	0,66	$-0,83 = -0,17 - 0,66 < \delta_{\text{оп}}^{\text{ист}} < -0,17 + 0,66 = 0,49$
ЦЭ6822	-0,10	0,25	0,75	$-0,85 = -0,10 - 0,75 < \delta_{\text{оп}}^{\text{ист}} < -0,10 + 0,75 = 0,65$
ПСЧ-3ТА	-0,15	0,43	1,29	$-1,44 = -0,15 - 1,29 < \delta_{\text{оп}}^{\text{ист}} < -0,15 + 1,29 = 1,14$
Мерк. 230	-0,01	0,19	0,57	$-0,58 = -0,01 - 0,57 < \delta_{\text{оп}}^{\text{ист}} < -0,01 + 0,57 = 0,56$
СТК3-10А	0,32	0,25	0,75	$-0,43 = 0,32 - 0,75 < \delta_{\text{оп}}^{\text{ист}} < 0,32 + 0,75 = 1,07$
Все типы	-0,05	0,39	1,17	$-1,22 = -0,05 - 1,17 < \delta_{\text{оп}}^{\text{ист}} < -0,05 + 1,17 = 1,12$

По таблице 26 можно сформировать группы счетчиков для определения основной и дополнительных погрешностей (табл. 27, 28).

Таблица 26

Распределение суммы основной и дополнительных погрешностей $\Sigma(\delta_{\text{он}}+\delta_{\text{дп}})$
электронных счетчиков класса 1,0 по диапазонам погрешностей

Типы счетчиков (количество испытаний)	Диапазоны распределения ($\delta^{\text{мин}}$ - $\delta^{\text{макс}}$) погрешностей ($\delta_{\text{он}}+\delta_{\text{дп}}$), %							
	Отрицательные значения ($\delta_{\text{он}}+\delta_{\text{дп}}$)				Положительные значения ($\delta_{\text{он}}+\delta_{\text{дп}}$)			
	(1,0-0,75)	(0,75-0,5)	(0,5-0,25)	(0,25-0,0)	(0,0-0,25)	(0,25-0,5)	(0,5-0,75)	(0,75-1,0)
	Суммы значений ($\delta_{\text{он}}+\delta_{\text{дп}}$) по диапазонам/ групповые частоты / относительные групповые частоты							
ЭЭ8005 (134)	6,04/7/0,05	2,82/5/0,04	3,87/11/0,08	2,64/28/0,21	3,62/34/0,25	9,7/26/0,19	5,32/9/0,07	3,58/3/0,02
ЦЭ6850 М (86)	-	3,16/5/0,06	8,49/25/0,29	7,05/50/0,58	0,24/4/0,05	0,77/2/0,02	-	-
ЦЭ6822 (135)	3,4/4/0,03	5,24/9/0,07	11,58/35/0,26	8,62/64/0,47	2,73/20/0,15	0,92/3/0,02	-	-
ПСЧ-3ТА (28)	-	-	0,65/2/0,07	2,23/21/0,75	0,29/2/0,07	0,29/1/0,04	1,19/2/0,07	-
Мерк. 230 (30)	-	0,51/1/0,03	0,38/1/0,03	1,23/16/0,53	1,63/12/0,4	-	-	-
СТКЗ-10А (15)	-	-	0,3/1/0,07	0,9/1/0,07	0,13/3/0,2	2,92/7/0,47	1,65/3/0,2	-
Все типы (428)	9,44/11/0,03	11,73/20/0,05	25,27/75/0,18	22,67/180/0,42	8,64/75/0,18	14,6/39/0,09	8,16/14/0,03	3,58/4/0,01

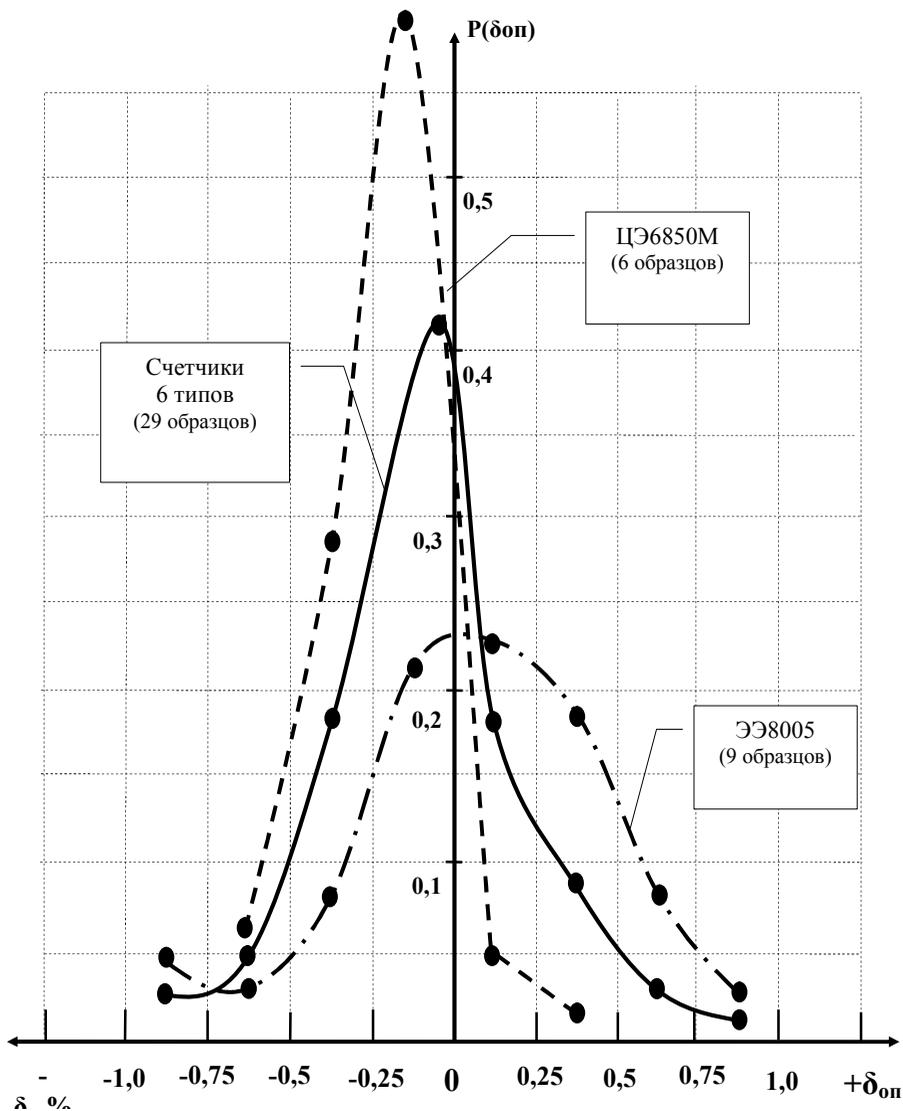


Рис. 78. Кривые распределения плотности вероятности суммы основной и дополнительных погрешностей электронных счетчиков класса 1,0 по отдельным моделям (ЦЭ6850М, ЭЭ8005) и по всей совокупности испытанных счетчиков

Таблица 27

Основная погрешность измерения активной энергии при симметричной и однофазной нагрузке ($U_N = U_B = U_C$) от изменения тока (I) и сдвига фаз между током и напряжением для счетчиков класса I при нормальных условиях

I/Inov	0.01			0.02			0.05			0.1			1									1.2									
	1			0.5мнд			0.8вмк			1			0.5мнд			60			1			0.5мнд			60			323			
	0			60			323			0			60			323			0			60			323			ABC			
	Угол φ			ABC			ABC			ABC			ABC			ABC			ABC			ABC			ABC			ABC			
Ток в фазе																															
По ГОСТ при ну																															
	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	норм	
1	338005	-2,06	-0,45	0,18	-0,02	-0,34	-0,15	0,09	0,14	-0,21	0,04	-0,20	-0,47	-0,12	0,05	-0,02	0,01	-0,03	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
2	358005	-1,43	-1,17	-0,79	-0,43	-0,35	-0,08	0,04	0,03	-0,43	0,11	0,10	-0,21	-0,06	0,01	-0,02	0,01	-0,03	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
3	358005	-0,53	-1,43	-1,49	-0,34	0,15	-0,02	0,36	0,10	0,07	0,08	0,26	0,07	-0,07	0,13	-0,04	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
4	358005	1,88	1,79	1,67	1,10	0,87	0,33	0,70	0,88	-0,25	0,92	1,32	0,60	0,39	0,53	0,16	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
5	358005	0,97	0,80	0,66	0,60	0,22	0,43	-0,32	0,41	0,10	0,41	0,10	-0,33	0,32	0,19	0,37	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
6	358005	1,49	1,17	0,16	0,66	0,32	-0,27	0,27	0,34	0,10	0,41	0,10	-0,33	0,32	0,19	0,37	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
7	358005	-0,20	1,80	-0,16	0,34	0,58	0,37	-0,13	0,01	-0,25	0,31	-0,08	0,15	0,31	0,37	0,01	-0,04	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
8	358005	0,32	0,41	0,43	-0,02	0,36	-0,24	0,25	-0,16	-0,13	0,38	-0,16	-0,02	0,00	-0,01	-0,12	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
9	358005	0,58	0,84	0,15	0,28	0,57	0,12	0,34	0,01	0,18	0,56	-0,14	0,21	0,16	0,22	0,12	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
10	ЦБ6850M	-0,07	-0,06	-0,30	-0,24	-0,05	-0,34	-0,23	-0,22	-0,39	-0,36	0,01	-0,25	-0,41	-0,02	-0,35	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
11	ЦБ6850M	-0,16	-0,04	-0,55	-0,39	-0,02	-0,57	-0,51	-0,47	-0,29	-0,48	0,24	-0,24	-0,35	-0,05	-0,58	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
12	ЦБ6850M	-0,03	0,06	0,03	0,02	0,06	0,08	-0,01	0,12	-0,21	-0,07	-0,11	0,06	0,04	-0,12	0,24	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
13	ЦБ6850M	-0,08	0,06	0,00	-0,02	-0,03	-0,07	-0,18	-0,05	-0,06	-0,02	-0,08	-0,08	-0,12	-0,17	0,02	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
14	ЦБ6850M	-0,64	-0,58	0,09	-0,25	-0,27	-0,14	0,32	-0,15	-0,19	-0,31	-0,38	-0,34	-0,08	-0,11	-0,40	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
15	ЦБ6850M	-0,45	-0,24	-0,19	-0,28	-0,24	-0,19	0,14	-0,07	-0,12	-0,12	-0,37	-0,37	-0,14	-0,05	-0,41	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
16	ЦБ6822	-0,50	-0,32	-0,19	-0,20	-0,20	-0,24	-0,09	0,07	-0,20	-0,31	0,13	-0,19	-0,19	0,02	-0,12	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
17	ЦБ6822	-0,40	-0,18	-0,12	-0,15	-0,13	-0,26	0,01	0,08	-0,17	-0,07	0,21	-0,13	-0,08	0,07	-0,14	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
18	ЦБ6822	-0,21	-0,12	-0,13	-0,08	-0,01	-0,20	0,10	0,20	-0,10	-0,03	0,28	-0,11	-0,07	0,16	0,11	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
19	ЦБ6822	-0,37	0,01	-0,33	0,02	-0,14	0,19	-0,05	-0,18	-0,03	-0,29	0,18	-0,14	-0,3	-0,24	-0,38	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
20	ЦБ6822	-0,44	-0,19	-0,14	-0,11	-0,29	-0,03	-0,03	-0,40	0,07	-0,14	0,19	-0,12	0,29	-0,40	-0,31	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
21	ЦБ6822	-0,11	0,04	-0,07	-0,15	-0,02	-0,17	0,11	0,06	-0,09	-0,30	-0,18	0,15	0,13	-0,06	-0,20	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
22	ЦБ6822	-0,07	-0,06	-0,11	0,04	-0,09	-0,20	-0,38	0,41	0,15	-0,23	-0,20	0,18	0,18	0,04	-0,16	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
23	ЦБ6822	-0,74	-0,27	0,11	0,11	-0,16	0,14	-0,83	1,24	-0,46	-0,38	-0,70	0,74	-0,10	-0,21	-0,29	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
24	ЦБ6822	-0,83	-0,10	-0,12	-0,03	-0,17	-0,05	0,19	-0,26	-0,07	0,14	0,10	-0,05	-0,23	0,33	0,36	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
25	ПЧ-3ТА.07112	-0,77	-0,30	-0,77	-0,20	-0,15	-0,39	-0,11	-0,11	0,05	0,44	1,10	0,10	-0,06	0,44	-0,22	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
26	ПЧ-3ТА.07112	-0,28	0,27	-0,72	-0,15	-0,17	-0,26	-0,08	-0,03	0,05	0,24	0,63	0,21	-0,37	-0,74	-0,74	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
27	Мер.к.230АРТ-1	-0,02	-0,02	0,13	0,16	0,14	0,11	0,18	0,04	-0,16	-0,04	0,12	0,23	0,02	0,06	0,08	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
28	Мер.к.230АРТ-1	-0,34	-0,25	-0,17	-0,01	-0,03	-0,07	-0,21	-0,05	0,01	-0,28	0,10	0,20	-0,10	-0,05	-0,10	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
29	СТР-10А199P	-0,27	-0,27	0,38	0,45	0,33	0,38	0,55	0,45	0,48	0,50	0,23	0,47	0,46	0,31	0,38	0,01	-0,04	-0,04	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Сумма основной и дополнительной погрешности счетчиков класса I для влияющих величин: напряжения (U), частоты (f), коэффициента гармоник (КГЗ), несимметрии напряжения, обратной последовательности фаз, внешнего постоянного магнитного поля, внешнего магнитного поля индукции 0,5 мТл, кратковременной перегрузкой током, постоянной составляющей в цепи переменного тока

	Функция влияния			U						f						КГЗ			Несох. U			Мак. токи		Перегр. Р-1		Погр. Сов					
	10%	-10%	0	10%	-10%	5%	-5%	5%	-5%	10%	-10%	5%	-5%	10%	-10%	Ua	Ua Us	Ua Us	Ua Us	0,5сГл	0,05	0,05	0,05	0,05	0,1		0,5бжж.				
	0,05	1	0,10	1	0,10	1	0,05	1	0,10	1	0,10	1	0,10	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Угол φ				60								60																			
Вв Г О С Т 8181	±2,2	±1,7	±2,0	±2,0	±2,3	±1,8	±2,5	±5,0	±1,6	0(0)	±1,6	±1,6	±1,6	±1,6	±1,6	±3,0	±3,0	±3,0	±3,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ВУ																															
1	338005	-0,60	0,22	0,56	0,45	-0,26	0,34	-0,22	0,25	-0,11	0,31	0,71	-0,04	-0,10	-0,67	-0,18	1,08														
2	338005	-0,51	0,25	-0,15	0,39	-0,17	0,09	-1,08	0,01	0,38	0,07	0,02	0,04	-0,76	-1,24	-0,38	0,98														
3	338005	-0,07	0,32	-0,34	0,18	0,91	-0,53	0,48	-0,45	0,12	0,16	0,05	-0,04	-0,42	-0,98	-0,17	1,05														
4	338005	0,18	0,57	0,39	1,10	0,67	1,20	1,38	0,82	0,55	0,09	0,41	0,29	-0,98	-1,38	0,91	-0,18														
5	338005	-0,86	0,32	0,34	0,46	0,43	-0,09	0,94	0,07	-0,06	0,08	0,07	-0,02	-0,11	-1,24	-0,37	-0,47														
6	338005	1,07	0,23	0,18	0,35	0,67	-0,08	1,21	0,09	0,39	0,05	0,16	-0,03	0,54	-0,76	0,48	-0,29														
7	338005	-0,51	0,41	0,54	0,10	-0,26	0,10	-0,37	-0,14	-0,34	0,07	0,05	0,04	-0,81	-1,43	0,51	-0,76														
8	338005	-0,15	0,15	-0,05	0,26	-0,39	-0,11	-0,02	0,08	0,08	-0,10	-0,08	-0,11	-0,42	-1,39	-0,12	-														
9	338005	-0,03	0,45	-0,07	0,41	-0,02	0,26	-0,07	0,31	0,04	0,19	0,07	0,11	-0,26	-2,68	0,18	-														
10	ПБ6860М	-0,21	-0,42	0,05	-0,01	-0,24	-0,22	-0,07	-0,04	-0,22	-0,06	-0,24	-0,26	-0,24	-0,68	-0,08	1,64														
11	ПБ6860М	-0,37	-0,23	0,05	-0,02	-0,40	-0,36	-0,05	0,02	0,38	-0,02	-0,36	0,39	-0,40	-0,71	-0,19	-3,76														
12	ПБ6860М	-0,14	-0,12	-0,21	-0,11	-0,12	-0,16	-0,09	-0,20	-0,18	-0,19	-0,07	-0,12	0,12	-1,79	-0,23	-1,17														
13	ПБ6860М	-0,12	-0,06	-0,14	-0,16	-0,11	-0,09	-0,03	-0,23	-0,14	-0,11	-0,04	-0,16	-0,07	-1,93	-0,14	-1,25														
14	ПБ6860М	-0,25	-0,23	-0,62	-0,35	-0,29	-0,27	-0,43	-0,39	-0,27	-0,31	-0,22	-0,57	-0,29	-1,07	-0,39	-1,32														
15	ПБ6860М	-0,20	-0,34	-0,38	-0,37	-0,24	-0,44	-0,38	-0,34	-0,22	-0,27	-0,09	-0,17	-0,27	-1,23	-0,27	-1,44														
16	ПБ6862	-0,16	-0,37	-0,25	-0,26	-0,15	-0,33	-0,38	-0,51	-0,06	-0,18	-0,17	-0,17	-0,17	-0,06	-0,30	2,33														
17	ПБ6862	-0,17	-0,15	-0,11	-0,23	-0,14	-0,13	-0,16	-0,36	-0,12	-0,06	-0,08	-0,09	-0,26	-0,65	-0,11	3,09														
18	ПБ6862	-0,16	-0,16	-0,12	-0,16	-0,04	-0,23	-0,28	-0,29	-0,06	-0,06	0,00	-0,08	-0,11	-0,57	-0,17	-1,12														
19	ПБ6862	-0,12	-0,39	-0,11	-0,26	-0,11	-0,41	-0,14	-0,53	-0,39	-0,44	-0,54	-0,47	-0,16	-0,82	-0,23	-0,12														
20	ПБ6862	-0,11	-0,03	-0,20	-0,37	-0,17	-0,10	-0,23	-0,42	0,14	0,09	-0,91	-0,42	-0,27	-0,70	-0,33	-0,30														
21	ПБ6862	-0,09	0,16	-0,16	0,08	-0,11	0,02	-0,14	0,08	0,15	0,19	-0,38	-0,06	-0,35	-0,63	0,14	-0,34														
22	ПБ6862	-0,13	0,11	-0,27	-0,33	-0,17	0,14	-0,27	0,12	0,21	0,26	-0,34	-0,27	-0,41	-0,92	0,29	-0,29														
23	ПБ6862	0,23	-0,19	-0,17	-0,19	0,26	-0,12	-0,18	-0,23	-0,18	-0,23	-0,53	0,04	-0,26	-0,33	-0,51	-0,71														
24	ПБ6862	-0,01	-0,52	-0,07	0,40	-0,09	-0,25	-0,12	0,19	-0,24	-0,31	-0,25	0,21	-0,11	-0,75	0,14	-0,88														
25	ПБЧ.ЭТ.А.07	-0,15	-0,11	-0,19	0,55	0,17	-0,01	-0,19	-0,19	-0,16	-0,17	-0,06	-0,11	0,12	-1,63	-0,25	-1,22														
26	ПБЧ.ЭТ.А.07	-0,14	-0,14	0,64	0,29	-0,09	-0,07	-0,02	-0,03	-0,03	-0,08	-0,40	-0,17	-0,09	-3,78	-0,12	-1,08														
27	Мерх. Э30АРТ-1	0,19	-0,03	0,16	0,10	0,17	-0,01	0,10	0,19	0,16	0,14	0,09	0,12	-0,38	0,05	-	-														
28	Мерх. Э30АРТ-1	-0,02	-0,11	-0,03	-0,07	-0,09	-0,07	-0,02	-0,03	-0,03	-0,08	-0,26	-0,17	-0,09	-0,51	-0,12	-														
29	СТКЭ-10А1Н9Р	0,02	0,46	0,40	0,37	0,03	0,48	0,08	0,54	0,32	0,37	0,61	0,41	0,43	-0,9	-0,30	1,33														

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Михайлов, В. В. Тарифы и режимы электропотребления / В. В. Михайлов. – 2-е изд., перер. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.
2. СТБ 2096-2010. Государственный стандарт Республики Беларусь. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие требования. – Введ. 15.07.10. – Минск : БелГИСС : Госстандарт, 2010. – 32 с.
3. Счетчик электрической энергии переменного тока статический «Гран-Электро СС-301». Руководство по эксплуатации СТРЭ 31.00.000 РЭ. Гран-Система-С. – Минск, 2009. – 35 с.
4. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии АСКУЭ «Гран-Электро» : перечень оборудования // Вып. № 1. – Минск, 2010.
5. Зайцев, С. А. Метрология, стандартизация и сертификация в энергетике : учебное пособие для студ. сред. проф. образования / С. А. Зайцев, А. Н. Толстов, Д. Д. Грибанов, Р. В. Меркулов. – Москва : Издательский центр «Академия», 2009. – 224 с.
6. Филиппенко, К. А. Автоматизированная самоорганизующаяся беспроводная система контроля и учета электроэнергии АСКУЭ «Гран-Электро»-RF с передачей данных по радиоканалу на частоте 868 МГц и возможностью доступа к системе через сеть Интернет / К. А. Филиппенко // Энергия и менеджмент. – 2013. – № 1. – С. 28–31.
7. Забелло, Е. П. Информационное обеспечение коммерческого и технического учета электрической энергии при ее генерации, передаче, распределении и потреблении / Е. П. Забелло, А. Н. Евсеев // Промышленная энергетика. – 2007. – № 12. – С. 7–12.
8. ГОСТ 13109-97. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах общего назначения.– Введ. 21.11.1997. – Минск : БелГИСС : Госстандарт, 2010. – 35 с.
9. Забелло, Е. П. Учет уровня компенсации реактивной мощности при расчете оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям. Известия высших учебных заведений и энергетический объединений

СНГ / Е. П. Забелло, А. Н. Евсеев // Энергетика. – 2005. – № 3. – С. 74–81

10. Гуртовцев, А. Л. Современные принципы приборного учета электроэнергии. Опыт Беларуси / А. Л. Гуртовцев // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2008. – № 1. – С. 11–17.

11. ТКП 183.1-2009 (03130). Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии. – Введ. 01.08.09. – Минск : БелГИСС : Госстандарт, 2010. – 28 с.

12. ТКП 183.2-2009 (03130). Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 2. Анализ качества электрической энергии. – Введ. 01.08.09. – Минск : БелГИСС : Госстандарт, 2010. – 32 с.

13. Кузнецов, А. В. Структура и тарифное стимулирование управления режимами потребления электрической энергии / А. В. Кузнецов, Л. Т. Магазинник, В. П. Шингаров ; под ред. Л. Т. Магазинника. – Ульяновск : УлГТУ, 2003. – 104 с.

14. Об утверждении Правил электроснабжения:// Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 // Консультант Плюс : Беларусь [Электрон. ресурс].

15. Об установлении для населения тарифов на услуги по техническому обслуживанию жилых домов, цен и тарифов на коммунальные услуги и некоторых мерах по упорядочению расчетов за эти услуги // Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 4 февраля 2011 г. № 138 // Консультант Плюс : Беларусь [Электрон. ресурс].

Учебное издание

**Забелло Евгений Петрович, Булах Виталий Григорьевич,
Качалко Александр Степанович**

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Практикум

Качество печати иллюстрационного материала соответствует качеству предоставленных авторами оригиналов.

Ответственный за выпуск *В. А. Дайнеко*
Редактор *Н. А. Антипович*
Компьютерная верстка *Н. А. Антипович*

Подписано в печать 8.09.2016. Формат 60×84¹/₁₆.
Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 9,3. Уч.-изд. л. 7,27. Тираж 50 экз. Заказ 515.

Издатель и полиграфическое исполнение:
Учреждение образования
«Белорусский государственный аграрный технический университет».
Свидетельство о государственной регистрации издателя, изготовителя,
распространителя печатных изданий
№ 1/359 от 09.06.2014.
№ 2/151 от 11.06.2014.
Пр. Независимости, 99–2, 220023, Минск.